

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Tecnologias Avançadas de Manutenção de Centrais Fotovoltaicas

Debora Martins Papa

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

Junho de 2017

© Autor, 2017

Resumo

Nos últimos tempos têm-se verificado fortes mudanças no cenário elétrico a nível nacional. Isto deve-se ao facto de o nosso país possuir características geográficas promissoras no que toca à exploração de novas tecnologias de carácter renovável. Neste sentido tem-se apostado na energia solar fotovoltaica, expandindo inúmeros sistemas fotovoltaicos com o propósito de se obter melhores rendimentos e desempenhos a custos mais baixos.

No entanto, especialmente nas instalações fotovoltaicas de menores dimensões, há avarias que não são detetadas com a maior brevidade possível, devido ao pouco conhecimento por parte do proprietário, provocando a incorreta performance da instalação por longos períodos de tempo. Para contornar esta situação, houve a necessidade de se criar procedimentos de manutenção, pois de momento, encontrar informação estruturada nesta área não era uma tarefa fácil.

Tendo em conta o referido, o objetivo desta dissertação foi pesquisar métodos, ferramentas, equipamentos e procedimentos de manutenção utilizados no mundo inteiro, estruturando-os de forma organizada e clara para que os técnicos responsáveis pela manutenção e até os próprios proprietários possam melhorar os resultados das instalações fotovoltaicas que lhe competem, atingindo um nível de excelência.

A estruturação dos procedimentos de manutenção fez-se segundo os seguintes passos: deteção do problema, correção do problema, verificação do correto funcionamento da instalação fotovoltaica e, por fim, o balanço dos custos que a manutenção do Sistema fotovoltaico acarretou.

A realização dessa dissertação acabou por produzir uma metodologia estruturada que pode ser seguida na forma de tabelas e fichas técnicas e que, poderão ser de grande utilidade para quem realize a manutenção de sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: *Kits* de Teste, Manutenção, Manutenção Preventiva e Corretiva, *Performance*, Procedimentos, Sistemas Fotovoltaicos

Abstract

There have been strong changes in the electric panorama at the national level. This may be due to the fact that our country has promising geographical characteristics when it comes to exploring new renewable Technologies. Thus, Photovoltaics has become the focus in this field and many photovoltaic systems have emerged in order to enhance the efficiency and performance at lower costs.

However, damages in the equipment frequently remain undetected for a long time due to the owner's ignorance, leading to an incorrect performance, especially in photovoltaic installations of smaller dimensions. In order to solve this situation, several maintenance processes were created, since structured information in this field is scarce.

That being said, the main goal of this dissertation was the research for maintenance methods, tools, equipments and procedures used worldwide, disposing them in a clear and organized form. This way, both the responsible maintenance technicians and owners may improve the results of their own photovoltaic installations to obtain excellence.

The maintenance procedures were done by the following order: detection of the problem, problem resolution, verification of the photovoltaic installation's correct performance and the cost balance of the maintenance.

This dissertation includes a structured methodology supported by tables and technical files that may be of great use to the ones who do photovoltaic system's maintenance.

Keywords: *Testing kits, Maintenance, Preventive and corrective maintenance, Performance, Procedures, Photovoltaic systems*

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Cláudio Monteiro, pelo apoio prestado ao longo de todo este processo e pelas sugestões facultadas na elaboração da presente dissertação. Para além de ser um excelente Professor e Orientador é, sem dúvida, uma pessoa extraordinária. Obrigada por estar sempre disposto a ajudar! Obrigada!

Gostaria de agradecer também à Faculdade de Engenharia, pelo apoio dedicado e condições proporcionadas ao longo da minha vida académica.

Nunca conseguiria chegar até aqui, a um passo de concluir a minha jornada académica, sem a ajuda e apoio incondicional dos meus pais. Obrigada por todos os esforços que sempre fizeram por mim e por todos os valores que me inculcaram. Sem vocês, a realização desta dissertação não seria possível. Obrigada!

Gostaria também de agradecer a todos os meus restantes familiares, nonno, nonna, avó, ao meu querido Davide, à minha pequenina Janelle, à minha indispensável tia Céu e às minhas duas irmãs de coração Kátia e Marisa Merêncio, que sempre estiveram presentes em todas as etapas da minha vida.

No entanto, o meu percurso académico não seria a mesma coisa sem a ajuda do meu namorado, Tiago Silva, que sempre me chateou para estudar, de modo a realizar o meu curso com brilhantismo. Obrigada por todo o tempo que me dispensaste e por seres, para além de um ótimo namorado, o meu melhor amigo!

A pessoa que sou hoje, uma mulher confiante e feliz, deve-se também a todos os meus amigos que, desde sempre me acompanharam nos bons e nos maus momentos. Diana e Inês, Marta, Rafael, Batata, João Silva, André, Daniela(s) e ao resto do grupo, o meu mais sincero obrigada!

Por último gostaria de agradecer à minha colega de faculdade Rita Pitrez pelas constantes palavras de apoio, pela enorme compreensão e empatia em tempos difíceis e pela enorme cumplicidade criada ao longo destes 5 anos.

Obrigada a todos!

Índice

Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 Contextualização e Motivação.....	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Estrutura da Dissertação.....	3
Capítulo 2	5
Sistema Fotovoltaico	5
2.1 Composição de um Sistema Fotovoltaico	5
2.2 Configuração dos Sistemas Fotovoltaicos.....	23
2.3 Planos de Manutenção	27
2.4 Legislação em Vigor	28
2.5 Sistemas de Monitorização e de Gestão de Ativos	30
Capítulo 3	33
Manutenção de Instalações Fotovoltaicas	33
3.1 Detecção do Problema	34
3.2 Procedimentos para a correção do Problema.....	39
3.3 Verificação do Correto Funcionamento do Sistema FV- <i>Kits</i> de Teste	55
3.4 Balanço dos Custos da Operação e Manutenção	77
Capítulo 4	81
Conclusões	81
ANEXOS	85
A1 Avarias mais comuns e práticas inapropriadas em Sistemas FV	87
A2 Ficha de Inspeção Técnica Preventiva para Sistemas Isolados.....	89
A3 Ficha de Inspeção Técnica Preventiva para Sistemas ligados à Rede.....	91
A4 Ficha Técnica Preventiva das medições Elétricas de Voc e Isc às <i>strings</i>	93
A5 Ficha Técnica Preventiva das medições Elétricas nos Painéis FV	94
Referências	95

Lista de figuras

Figura 2.1 - Esquema de uma célula fotovoltaica [3].	6
Figura 2.2 - Tipos de células fotovoltaicas [5].	7
Figura 2.3 - Associação de painéis FV em série [6].	8
Figura 2.4 - Associação dos painéis FV em paralelo [6].	9
Figura 2.5 - Caixa de ligação [2].	9
Figura 2.6 - Estruturas de suporte para superfícies planas [8].	10
Figura 2.7 - Estrutura de suporte para superfícies inclinadas (telhado) [9].	10
Figura 2.8 - Seguidor polar de um único eixo [10].	11
Figura 2.9 - Seguidor de eixo horizontal [6].	11
Figura 2.10 - Seguidor de eixo vertical ou de azimute [10].	12
Figura 2.11 - Seguidor solar de dois eixos [10].	12
Figura 2.12 - Seguidor de plataforma rotativa de dois eixos [10].	13
Figura 2.13 - Inversor para sistemas isolados da marca SMA [12].	14
Figura 2.14 - Constituição de um inversor para sistemas isolados [2].	14
Figura 2.15 - Constituição de um inversor para sistemas de ligação à rede elétrica [2].	15
Figura 2.16 - Ligação esquemática ao Inversor central [13].	16
Figura 2.17 - Ligação esquemática do inversor em <i>string</i> [13].	16
Figura 2.18 - Ligação esquemática ao inversor por painéis FV [14].	17
Figura 2.19 - Conectores MC4 (Fabricante MultiContact) [16].	18
Figura 2.20 - Interruptor DC [17].	18
Figura 2.21 - Caixa de junção [2].	19

Figura 2.22 - Fusíveis do tipo gG (imagem da esquerda) e aM (imagem da direita) da marca shager [2].	19
Figura 2.23 - Regulador de carga [19].	22
Figura 2.24 - Esquema ilustrativo de uma instalação solar fotovoltaica isolada/autônoma [20].	23
Figura 2.25 - Esquema ilustrativo de uma instalação solar fotovoltaica com ligação à rede elétrica [21].	24
Figura 2.26 - Esquema de ligação de grandes centrais FV à rede elétrica [23].	26
Figura 2.27 - Central fotovoltaica de Rovigo (Itália) com uma capacidade de 72 MW [24]. ...	26
Figura 2.28 - Exemplo de um sistema de monitorização, <i>Intelly Power Pro</i> , do fabricante Astrel Group [28].	30
Figura 2.29 - Exemplo de um sistema de gestão ativo, denominado “Primavera EAM” [29]. ...	31
Figura 3.1 - Etapas a seguir numa instalação FV.	33
Figura 3.2 - Estimativa dos problemas em sistemas FV [30].	34
Figura 3.3 - Traçador de Curvas I-V [33].	35
Figura 3.4 - Traçador de curvas I-V [32].	35
Figura 3.5 - Analisador digital de baterias [32].	36
Figura 3.6 - Ferramenta simples para verificação do seguidor solar [38].	36
Figura 3.7 - Inclínometro [16].	36
Figura 3.8 - Câmara termográfica [34].	37
Figura 3.9 - Visualização de microfaturas recorrendo ao teste da eletroluminescência [38]. .	37
Figura 3.10 - Inspeção de Infraestruturas com recurso a <i>drones</i> [35].	38
Figura 3.11 - Pannel FV sujo [33].	39
Figura 3.12 - Imagem da esquerda: Pannel danificado [33]; Imagem da direita: Pannel amarelado [33].	39
Figura 3.13 - Imagem da esquerda: Verificação da existência de sombreamento com recurso a uma câmara termográfica [33]; Imagem da direita: Verificação da existência de sombreamento [33].	40
Figura 3.14 - Imagem da esquerda: Painéis FV com orientação diferente do que aquela que foi pensada [33]; Imagem do meio: Estrutura de suportes dos painéis FV danificada [38]; Imagem da direita: Estrutura de suporte dos painéis FV oxidada [33].	40
Figura 3.15 - Estrutura de suporte não encaixa perfeitamente no caixilho da estrutura [33].	41
Figura 3.16 - Painéis fotovoltaicos repletos de neve [39].	41

Figura 3.17 - Dispositivos "anti-pássaros" para impedir que os pássaros se coloquem nos painéis FV e sujem com os seus excrementos [33].	42
Figura 3.18 - Verificação do nível do eletrólito [40].	43
Figura 3.19 - Bateria inchada [41].	43
Figura 3.20 - Imagem da esquerda: Baterias com resíduos de corrosão [33]; Imagem da direita: Baterias com resíduos de eletrólito [40].	44
Figura 3.21 - Painel do regulador de carga [11].	45
Figura 3.22 - Inversor [33].	46
Figura 3.23 - Ventoinhas dos inversores com os filtros entupidos [33].	46
Figura 3.24 - Bornes desalinhados e cabos tortos devido aos cabos AC serem de comprimentos diferentes [33].	47
Figura 3.25 - <i>Display</i> do inversor [33].	47
Figura 3.26 - Verificar se os buçins estão bem apertados [33].	48
Figura 3.27 - Inversores colocados no exterior [33].	48
Figura 3.28 - O inversor não respeita as distâncias mínimas com outros objetos [33].	49
Figura 3.29 - Caixa deformada [33].	50
Figura 3.30 - Contactos da caixa [42].	50
Figura 3.31 - Presença de uma ventoinha na caixa [33].	51
Figura 3.32 - Fusível amarelado [33].	51
Figura 3.33 - Descarregador de sobretensão [33].	52
Figura 3.34 - Caixa danificada [33].	52
Figura 3.35 - Imagem da esquerda: Encaixe mal colocado onde o condutor está à mostra [33]; Imagem do meio: Conector carbonizado devido a uma má ligação [33]; Imagem da direita: Mau encaixe entre conectores [33].	53
Figura 3.36 - Medição da tensão de circuito aberto Voc por <i>string</i> [32].	55
Figura 3.37 - Medição da corrente de curto-circuito (Isc) numa <i>string</i> [32].	57
Figura 3.38 - Piranómetro [43].	58
Figura 3.39 - Actinógrafo [2].	58
Figura 3.40 - Heliógrafo [2].	58
Figura 3.41 - Pirheliómetro [2].	58
Figura 3.42 - Solarímetro portátil [32].	58
Figura 3.43 - Medição da tensão de circuito aberto Voc por painel FV [32].	59

Figura 3.44 - Medição da corrente de curto-circuito (I_{sc}) num painel FV [32].	60
Figura 3.45 - Curvas I-V e P-V das células FV [45].	64
Figura 3.46 - Escalonamento da curva I-V de um painel para representar uma <i>string</i> ou o sistema FV [45].	65
Figura 3.47 - Localização do ponto de máxima potência em duas curvas I-V distintas [46]. ..	65
Figura 3.48 - Esquema simples de um painel fotovoltaico [46].	66
Figura 3.49 - Modelo teórico para extrair dados de tensão e corrente do painel [46].	66
Figura 3.50 - Variação de R_s	66
Figura 3.51 - Diagrama de blocos do traçador de curvas I-V [46].	67
Figura 3.52 - Possíveis aspetos da curva I-V [47].	68
Figura 3.53 - Corrente de <i>shunt</i> [46].	69
Figura 3.54 - Imagens que ilustram pontos quentes nos painéis FV com recurso à termografia tradicional [50].	72
Figura 3.55 - Imagens de termografia de pulso obtidas atrás do painel FV. Imagem do lado esquerdo: Interligação entre células Si; Imagem do meio: Bolhas dentro de um material encapsulante (EVA); Imagem do lado direito: Estrutura de interconexão dentro de um painel de contato traseiro (parte de cima representa os pontos de interconexão e a parte de baixo mostra a estrutura da folha de cobre) [52].	74
Figura 3.56 - Divisão das percentagens referente aos custos de operação e manutenção da tabela 3.1.	79

Lista de tabelas

Tabela 1.1 - Ranking mundial do mercado fotovoltaico [1].	1
Tabela 2.1 - Tipos de células FV [4], [3].	7
Tabela 2.2 - Materiais e componentes de um painel fotovoltaico [6].	8
Tabela 2.3 - Propriedades dos cabos solares [15].	17
Tabela 2.4 - Características referentes aos tipos de baterias utilizadas [2], [15], [18].	21
Tabela 2.5 - Diferenças entre as UPAC e as UPP [22].	25
Tabela 3.1 - Processos de manutenção preventiva dos painéis FV.....	39
Tabela 3.2 - Processos de manutenção preventiva das baterias.	43
Tabela 3.3 - Processos de manutenção preventiva dos reguladores de carga.	45
Tabela 3.4 - Processos de manutenção preventiva dos inversores.....	46
Tabela 3.5 - Processos de manutenção preventiva das caixas de ligação.	50
Tabela 3.6 - Processos de manutenção preventiva da cablagem.....	53
Tabela 3.7 - Instrumentos utilizados para medir a irradiância solar [2].	58
Tabela 3.8 - Informações necessárias para o cálculo manual da PR [44].	62
Tabela 3.9 - Interpretação das possíveis curvas I-V [45], [47].	69
Tabela 3.10 - Resumo dos padrões de imagem infravermelha do painel fotovoltaico observados em medições ao ar livre, a sua descrição e possíveis causas de falha [51]. .	73
Tabela 3.11 - Três imagens Infravermelhas do mesmo painel FV cristalino com defeitos. Imagem da esquerda: painel continuamente excitado; Imagem do meio e da direita: imagens DLIT do painel FV periodicamente excitado, amplitude (meio) e fase (direita) [48].	75
Tabela 3.12 - Visão geral de alguns dos defeitos e falhas em células solares visualizadas usando termografia de bloqueio [48].	76

Tabela 3.13 - Periodicidade da manutenção preventiva nos componentes do sistema FV [30].	77
Tabela 3.14 - Estimativa de custos de operação e manutenção referentes a projetos de alto nível (para sistemas até 1 MW [57]).....	78
Tabela 3.15 - Estimativa mais pormenorizada dos custos de operação e manutenção de um sistema FV de 10 MW [57].	78

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
AGM	<i>Absorvent Glass Material</i>
aM	Tipo de um fusível de <i>string</i>
CdTe	<i>Cadmium Telluride</i>
CIS	Cobre-Iridio-Selenio
DC	<i>Direct Current</i>
EN	<i>European Norms</i>
E-O	Este-Oeste
EVA	<i>Ethylene Vinyl Acetate</i>
FF	Fator de Forma
FV	Fotovoltaico
gG	Tipo de um fusível de <i>string</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
H	Irradiância
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
Imp	Corrente correspondente ao P _{máx}
IP	Índice de Proteção
Isc	Corrente de curto-circuito
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
I-V	Curva Corrente-Tensão
MPPT	Ponto de Máxima Potência
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
NP	Normas Portuguesas
N-S	Norte-Sul
O&M	Operação e Manutenção
P _{máx}	Potência máxima

Pmp	Ponto de potência máxima
PR	<i>Performance Ratio</i>
P-V	Curva Potência-Tensão
PVC	Policloreto de Vinilo
RESP	Redes do Sistema Elétrico de Serviço Público
Rp	Resistência em paralelo
Rs	Resistência em série
Si	Silício
STC	<i>Standard Teste Conditions</i>
T_a	Temperatura Ambiente
T_c	Temperatura Corrigida
UAV	<i>Unmanned Aerial Vehicle</i>
UPAC	Unidades de produção para autoconsumo
UPP	Unidades de pequena produção
UV	Ultra-violeta
Vmp	Tensão correspondente ao P _{máx}
Voc	Tensão em circuito aberto
VRLA	Valve Regulated Lead Acid

Lista de símbolos

α	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura
B	Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura
∞	Infinito

Capítulo 1

Introdução

No capítulo 1 pretende-se clarificar e definir o tema da dissertação, apresentando primeiramente um enquadramento da investigação do tema, bem como a minha motivação na sua realização. Assim, este capítulo tem como objetivo apresentar de uma forma pertinente o problema em estudo, os seus objetivos de investigação, assim como a estrutura da dissertação.

1.1 Contextualização e Motivação

A tecnologia fotovoltaica é a tecnologia que maior crescimento regista em todo o mundo, tal que, nem mesmo a energia eólica consegue acompanhar tal intensa evolução.

Não obstante ao grande avanço a nível mundial do mercado fotovoltaico nos últimos anos, verificou-se que a maior concentração dos sistemas fotovoltaicos se situa na China, colocando-a em primeiro lugar relativamente à evolução do mercado, instalando 15,15 GW em 2015 [1].

Tabela 1.1 - Ranking mundial do mercado fotovoltaico [1].

RANKING	2013	2014	2015
1	CHINA	CHINA	CHINA
2	JAPAN	JAPAN	JAPAN
3	USA	USA	USA
4	GERMANY	UK	UK
5	ITALY	GERMANY	INDIA
6	UK	FRANCE	GERMANY
7	ROMANIA	KOREA	AUSTRALIA
8	INDIA	AUSTRALIA	KOREA
9	GREECE	SOUTH AFRICA	FRANCE
10	AUSTRALIA	INDIA	CANADA
MARKET LEVEL TO ACCESS THE TOP 10			
	810 MW	779 MW	675 MW

SOURCE IEA PVPS & OTHERS.

2 Introdução

Segundo uma análise da tabela 1.1, conclui-se que a nível europeu, obviamente o destaque vai para a Alemanha, que corresponde à primeira linha do mercado fotovoltaico Europeu. Como segunda linha europeia do fotovoltaico temos a Itália e o Reino Unido [1].

Nos últimos anos, tem-se verificado fortes mudanças no cenário elétrico a nível Nacional. Essas mudanças resultam do destaque que é dado aos problemas energéticos e às energias renováveis em toda a União Europeia, bem como as excelentes características geográficas que o nosso país apresenta para a exploração de novas tecnologias de carácter renovável, atingindo uma capacidade instalada do fotovoltaico que chegou a cerca de 465 MW no final de 2015 [1].

Assim, sendo a energia fotovoltaica de carácter bastante cativante e inovador, o principal objetivo consiste na adoção e expansão de mais sistemas fotovoltaicos por parte das comunidades empresariais, das quais apenas uma pequena parte se encontra focada à manutenção destes sistemas, devido à pouca importância que se a este aspeto por parte dos instaladores e ao pouco conhecimento desta área por parte dos responsáveis dos sistemas fotovoltaicos. É neste ponto que a presente dissertação se pretende focar, alertando à importância da manutenção para um funcionamento desejado dos sistemas fotovoltaicos.

Assim, a manutenção dos sistemas fotovoltaicos deve ser encarada como um fator a ter em conta, pois ela determina o nível de qualidade de serviço, bem como a segurança do sistema, o tempo de vida útil de uma instalação e a fiabilidade dos equipamentos constituintes. A manutenção também permite evitar perdas de rendimento, aquando de um incorreto funcionamento por parte dos sistemas fotovoltaicos, o que por conseguinte se traduz numa diminuição dos gastos respetivos.

Posto isto, para que os sistemas fotovoltaicos estejam a funcionar na sua performance ótima, devem ser realizados vários planos que, interligados entre si, resultarão numa adequada manutenção [2]. Estes planos devem ser realizados de uma forma complementar e apresentam-se de seguida:

- Plano de manutenção preventiva;
- Plano de manutenção corretiva.

Sendo assim, neste contexto, sinto-me motivada em realizar esta dissertação de modo a elucidar os leitores da importância da manutenção nas instalações fotovoltaicas, explicando que, apesar de serem sistemas muito fiáveis e exigirem pouca manutenção, uma manutenção regular é essencial para manter a segurança e a fiabilidade dos equipamentos dos sistemas fotovoltaicos.

Se pensarmos do ponto de vista de uma grande instalação fotovoltaica, onde existirá uma entidade responsável focada na manutenção, um incorreto funcionamento do sistema será detetado com a maior brevidade possível. Porém, o mesmo já não acontece numa instalação fotovoltaica isolada, tomando como exemplo uma instalação doméstica. Neste sentido, uma anomalia ao nível do sistema fotovoltaico não será detetada brevemente devido ao pouco conhecimento por parte do proprietário, provocando uma performance incorreta da instalação por longos períodos de tempo.

Como tal, justifica-se criar procedimentos de manutenção mais formais, havendo uma necessidade constante de avaliar os benefícios dessa manutenção e os custos requeridos para os diversos tipos de sistema e dimensões, com o objetivo de encontrar as melhores soluções que se traduzam no melhor desempenho possível do sistema.

1.2 Objetivos

Com a realização desta dissertação pretende-se atingir uma série de metas. Assim, o principal objetivo a alcançar com este trabalho é desenvolver procedimentos à manutenção, avaliando os seus benefícios e custos e identificar oportunidades de tecnologias e ferramentas que possam ser potencialmente interessantes em sistemas solares fotovoltaicos.

Para atingir o objetivo principal é necessário atingir outros subobjetivos, tais como:

- Perceber o funcionamento de uma instalação fotovoltaica, bem como os seus componentes constituintes e os tipos de configurações possíveis;
- Recolher e caracterizar normas de manutenção a nível Nacional e Internacional;
- Estruturar procedimentos de manutenção, caracterizando os seus custos, benefícios e eficácia na resolução de problemas e incrementos de desempenho;
- Identificar e caracterizar potenciais ferramentas e tecnologias a usar nos procedimentos de manutenção.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 4 capítulos.

No capítulo 1 é feita uma introdução ao trabalho desenvolvido, descrevendo o tema, a motivação para a sua realização e os objetivos que se pretende atingir.

No capítulo 2 a organização da informação fez-se através cinco subcapítulos. Assim, é descrito primeiramente a composição de um sistema fotovoltaico, enunciando os seus componentes constituintes bem como os tipos de configurações existentes nos sistemas fotovoltaicos. Neste capítulo são também abordados os planos de manutenção bem como as normas nacionais e internacionais a ter em conta neste tipo de instalações. Por fim, neste capítulo é explicada a importância da adoção de um sistema de monitorização e de gestão de ativos numa instalação FV.

No capítulo 3 são descritos que passos seguir, aquando da deteção de uma falha ou avaria no sistema FV. Assim, são descritos primeiramente os diferentes tipos de deteção de anomalias bem como os problemas mais comuns e as ferramentas de auxílio nessa mesma deteção. Neste capítulo são também apresentadas tabelas com processos de manutenção preventiva, bem como os procedimentos de correção dos possíveis problemas. Por fim, neste capítulo são abordados os vários equipamentos que permitem verificar o bom funcionamento de uma instalação FV, bem como o balanço dos custos da sua manutenção.

No capítulo 4, correspondente ao último capítulo, são apresentadas todas as conclusões retiradas ao longo do desenvolvimento desta dissertação, fazendo uma análise crítica à satisfação dos objetivos propostos.

Capítulo 2

Sistema Fotovoltaico

Antes da estruturação dos procedimentos de manutenção e de tudo o que isso engloba, é necessário aprofundar os conhecimentos sobre o funcionamento de uma instalação fotovoltaica.

No presente capítulo, a organização da informação fez-se através de cinco subcapítulos. Assim, apresenta-se primeiramente a composição de um sistema fotovoltaico, enunciando os seus componentes constituintes bem como os diferentes tipos de configuração existentes. Neste capítulo são também abordados os planos de manutenção, bem como as normas Nacionais e Internacionais a ter em conta neste tipo de instalações. Por fim, neste capítulo é explicada a importância da adoção de um sistema de monitorização e de gestão de ativos numa instalação FV.

2.1 Composição de um Sistema Fotovoltaico

Um sistema de energia solar fotovoltaica, também designado por sistema de energia solar ou somente sistema fotovoltaico, é um sistema responsável pela produção de energia elétrica através da irradiação solar. Relativamente à composição de um sistema fotovoltaico, salientam-se seis componentes principais, sendo eles [2]:

- Painéis FV/Células solares fotovoltaicas: Responsável pela conversão direta da energia luminosa proveniente do sol (energia solar) em energia elétrica por intermédio do efeito fotovoltaico.
- Estruturas de suporte dos painéis: Representam os tipos de estruturas de fixação dos painéis fotovoltaicos nas diferentes superfícies, sendo fundamentais para que os sistemas FV não se danifiquem e também para que possam resistir à força do vento.
- Inversores: Um inversor é um equipamento eletrónico destinado a converter uma corrente contínua em corrente alternada. Por vezes, alguns inversores funcionam também como reguladores de carga, sendo que, nesses casos não é necessário a utilização de um regulador na instalação.

- Instalação DC-Cablagem DC e proteções: A cablagem DC inclui todos os cabos da parte DC de um sistema solar FV. Os elementos de proteção são responsáveis por proteger a instalação e os equipamentos aquando da ocorrência de curto-circuitos, descargas atmosféricas ou sobrecargas.
- Instalação AC-Cablagem AC e proteções: A cablagem AC inclui todos os cabos da parte AC de um sistema solar FV. De igual modo ao que acontece nas proteções do lado DC, os elementos de proteção do lado AC são responsáveis por proteger a instalação e os equipamentos aquando da ocorrência de curto-circuitos, descargas atmosféricas ou sobrecargas.
- Baterias e regulador de carga: As baterias são responsáveis pelo armazenamento de energia elétrica excedente no momento da sua produção pelo painel fotovoltaico, já os reguladores de carga estão encarregues de controlar a carga da bateria com a energia elétrica procedente dos painéis fotovoltaicos.

2.1.1 Painéis/Células Solares Fotovoltaicas

Como já foi anteriormente referido, a célula fotovoltaica permite a conversão direta da energia luminosa em energia elétrica, aquando da incidência da irradiação solar, como se pode observar através da figura 2.1.

Dos materiais utilizados nas células fotovoltaicas destaca-se o silício, que produz uma corrente elétrica quando atingidos pela irradiação luminosa. Porém, uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não produz energia elétrica. Assim, para produzir energia elétrica é necessário que exista uma diferença de potencial entre as duas camadas da célula e isso é conseguido pela dopagem do silício.

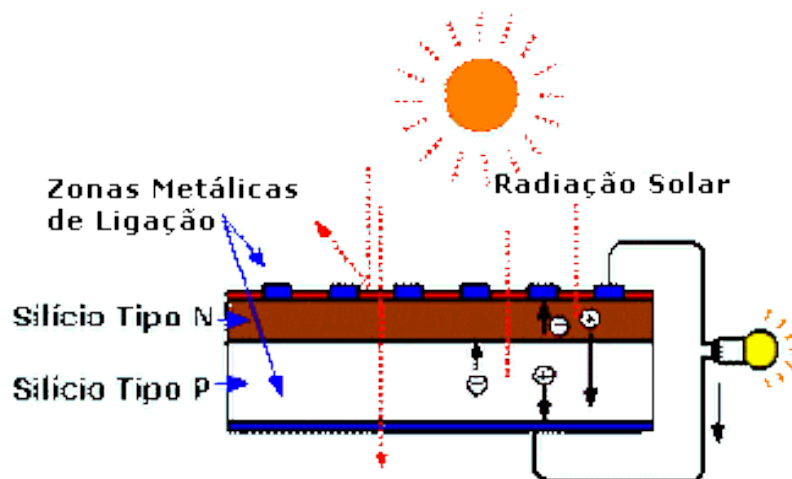


Figura 2.1 - Esquema de uma célula fotovoltaica [3].

As células fotovoltaicas podem ser divididas em várias categorias, sendo elas de primeira, segunda, terceira e quarta geração.

As características respetivas aos tipos de células de primeira e segunda geração podem ser consultada na tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Tipos de células FV [4], [3].

Geração	Tipo de Material	Descrição	Eficiência
1ª Geração-Silício cristalino, representando cerca de 90% do mercado Atual	Silício monocristalino	Caracterizam-se por serem células de um único cristal. Correspondem à tecnologia mais antiga e mais eficiente.	15 a 18%
	Silício policristalino	Caracterizam-se por serem células de múltiplos cristais. Correspondem à tecnologia com maior cota de mercado apesar de serem menos eficientes do que as células de silício monocristalino.	13 a 16%
2ª Geração- Tecnologias de películas finas sobre substratos rígidos, representando 10% do mercado Atual	Silício amorfo	Possuem baixas eficiências e são maioritariamente utilizadas em lazer.	6%
	CIS	São caracterizadas por usarem semicondutores à base de calcopirite em alternativa ao silício. É uma tecnologia em desenvolvimento, porém promissora.	20% em laboratório
	Telureto de cádmio	São caracterizadas pelas relativas boas eficiências e baixos custos. A desvantagem desta tecnologia é a utilização de produtos altamente contaminantes.	10%
	Arsenieto de gálio	São usadas para a produção de células fotovoltaicas de alta eficiência e são normalmente implementadas em aplicações espaciais. A eficiência deste tipo de células pode atingir os 30%, porém o seu custo é elevadíssimo.	30%



Figura 2.2 - Tipos de células fotovoltaicas [5].

Após construídas as células fotovoltaicas é necessário integrá-las nos painéis fotovoltaicos. Assim, na construção dos painéis, é importante dotá-los de características que lhes permitam resistir às condições ambientais adversas a que vão estar submetidos, nomeadamente contra a ação de esforços, humidade, vento, entre outros. Neste sentido, as células são normalmente encapsuladas numa película de etileno acetato de vinilo (EVA), que assegura o isolamento elétrico entre as células.

O substrato que contém as células fotovoltaicas situa-se entre uma superfície de vidro temperado muito resistente como meio de proteção correspondendo à face exposta aos raios solares e outra opaca para a face interior. O substrato das células e os seus componentes associados são ainda dispostos sobre um caixilho de alumínio anodizado que lhes confere a rigidez mecânica necessária para se poder instalar nas estruturas de suporte com suficiente proteção contra as adversidades atmosféricas [6].

A tabela 2.2 apresenta os componentes e materiais utilizados na construção de painéis fotovoltaicos.

Tabela 2.2 - Materiais e componentes de um painel fotovoltaico [6].

Margem	Dimensão [cm]
Caixilho	Alumínio anodizado. Confere rigidez mecânica.
Vidro	Vidro temperado. Permite a entrada de luz solar e protege as células contra impactos mecânicos (granizo, contacto solar, entre outros).
Material de Encapsulamento	Película translúcida e não refletora da radiação solar. O “EVA” garante o isolamento elétrico.
Células Fotovoltaicas	Representam o elemento que converte a luz solar em corrente elétrica.

A associação de painéis fotovoltaicos do mesmo tipo pode ser feito através da associação em série, paralelo ou mista, obtendo-se assim diferentes valores de tensão ou corrente [2].

- Associação em série: Os painéis dispõem-se deste modo quando se deseja somar as suas tensões. Neste tipo de associações, a corrente que circula é a mesma, mas as quedas de tensões são diferentes.

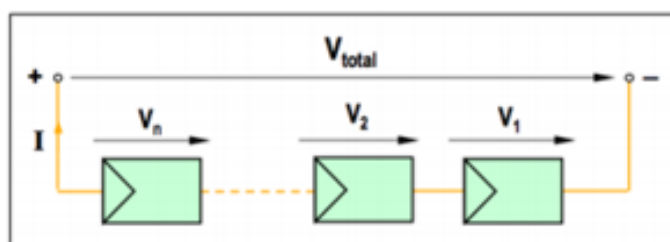


Figura 2.3 - Associação de painéis FV em série [6].

- Associação em paralelo: Os painéis dispõem-se deste modo quando se deseja somar as suas correntes. Assim, neste tipo de associação, as quedas de tensões nos painéis fotovoltaicos são as mesmas, mas a corrente que circula é diferente.

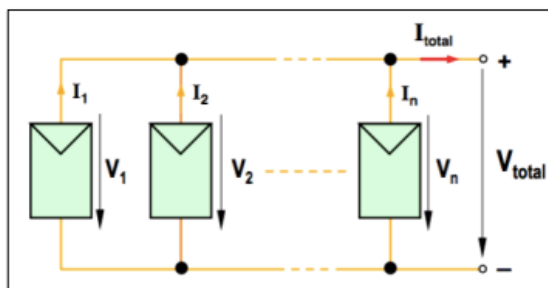


Figura 2.4 - Associação dos painéis FV em paralelo [6].

Para a realização destas associações, existem umas caixas acopladas aos painéis FV que servem para realizar as ligações entre os diversos painéis fotovoltaicos.



Figura 2.5 - Caixa de ligação [2].

2.1.2 Estrutura de Suporte dos Painéis

As estruturas de suporte dos painéis FV são componentes que devem ser escolhidas mediante critérios de segurança neste tipo de instalações. Nesse sentido, é necessário ter em conta o parâmetro da resistência, dado que as estruturas se devem manter estáveis perante as adversidades atmosféricas tais como vento forte, entre outros.

As estruturas de suporte podem estar instaladas em superfícies planas ou inclinadas.

Os telhados podem ser classificados em função da sua inclinação, da seguinte forma [2]:

- Telhados planos;
- Telhados ligeiramente inclinados (inclinação entre 5° e 22°);
- Telhados com uma inclinação normal (inclinação entre 22° e 45°);
- Telhados íngremes (inclinação superior a 45°).

Assim, a escolha do tipo de estrutura de suporte de fixação dos painéis FV será feita mediante a superfície em causa. Os vários tipos de estruturas de suporte podem agrupar-se nos seguintes tipos [2]:

- Estruturas de suporte para superfícies planas;
- Estruturas de suporte para superfícies inclinadas (telhado de telhas, em chapa metálica ou ondulado de fibrocimento).

Estruturas de suporte para superfícies planas

Este tipo de estruturas de suporte corresponde a estruturas para superfícies planas, tomando como exemplo o solo de jardins ou terraços [7].

A figura 2.6 mostra um dos modelos comerciais utilizados.

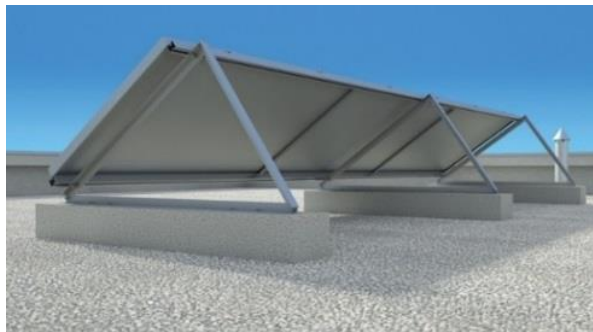


Figura 2.6 - Estruturas de suporte para superfícies planas¹ [8].

Estruturas de suporte para superfícies inclinadas

Este tipo de estruturas de suporte corresponde a estruturas para superfícies inclinadas, como é o caso dos telhados.

O modo como os painéis FV são dispostos nas telhas, facilita a integração arquitetônica do edifício, sendo que, é condição necessária que a placa em questão esteja orientada para o sul geográfico.

Um inconveniente do uso deste tipo de estruturas de suporte no uso doméstico refere-se ao ângulo de inclinação, visto que poderá ter um valor diferente do necessário, o que por sua vez se irá refletir no rendimento. Contudo, este inconveniente não é significativo comparando com todas as vantagens que este traz [7].



Figura 2.7 - Estrutura de suporte para superfícies inclinadas (telhado) [9].

Como se pode observar na figura 2.7, um conjunto de procedimentos a seguir permite configurar uma estrutura metálica consideravelmente, onde se vai instalar o painel fotovoltaico.

Assim, uma estrutura de suporte instalada corretamente irá proporcionar segurança contra as ações de vento ou tempestades, garantindo que o painel fique protegido. A escolha do tipo de suporte é, na sua maioria, um compromisso entre o rendimento e a integração no edifício.

¹ Existem ainda estruturas de suporte para superfícies planas do tipo rotativas e com ajuste de inclinação.

Seguidores solares

Uma forma de otimizar o rendimento da instalação fotovoltaica é dispor os painéis FV sobre um seguidor solar.

Um seguidor solar é um dispositivo que orienta o sistema solar fotovoltaico na direção do sol, com o objetivo de captar a maior quantidade de energia solar possível. Neste sentido, aumentando a percentagem de captação da luz solar direta faz com que haja um aumento de produção de energia elétrica [7].

Existem muitos tipos de seguidores solares, variando em custo, complexidade e funções. Estes equipamentos podem fazer o seguimento através de vários eixos, garantindo diferentes níveis de precisão. Os seguidores solares podem classificar-se em relação ao tipo de seguimento, da seguinte forma [10]:

- Passivos: Este tipo de seguidor é baseado na expansão térmica de um líquido do tipo *Freon*.
- Ativos: São seguidores que podem fazer o seguimento por diferentes métodos, podendo utilizar sensores ou algoritmos cronológicos do "movimento" do sol.

A classificação dos seguidores solares ativos pode ser feita em relação ao seu movimento do eixo, da seguinte forma:

- Seguidor polar de um único eixo: Este tipo de seguidor tem um eixo N-S fixo num ângulo, sendo esse o eixo de rotação para o seguidor. Este tipo de seguidores são relativamente fáceis de instalar e permitem aumentar a eficiência do sistema [10].

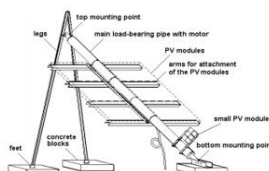


Figura 2.8 - Seguidor polar de um único eixo [10].

- Seguidor de eixo horizontal: Este seguidor tem um eixo horizontal que vai servir como pivô para os painéis, permitindo deste modo um seguimento sazonal do sol. São seguidores muito simples, de instalação muito económica e requerem pouca manutenção. Em termos de eficiência, esta não é tão grande como a dos outros tipos de seguidores, porém, mesmo assim, é uma opção a ter em conta visto que este sistema pode suportar um número elevado de painéis. Ao contrário de todos os outros tipos de sistemas, este não necessita de um sistema automático de seguimento, podendo operar através de uma série de posições fixas [10].



Figura 2.9 - Seguidor de eixo horizontal [6].

- Seguidor de eixo vertical ou de azimute: Este tipo de seguimento é caracterizado pela variação do azimute ao longo do dia, devido à variação do painel sobre uma base fixa. A vantagem deste tipo seguimento é o facto de ser muito robusto e de fácil instalação, em muitos casos esta vantagem compensa a menor radiação captada (7% menos do que um seguidor de dois eixos), motivo pelo qual este tipo de seguimento está a ser cada vez mais utilizado [10].

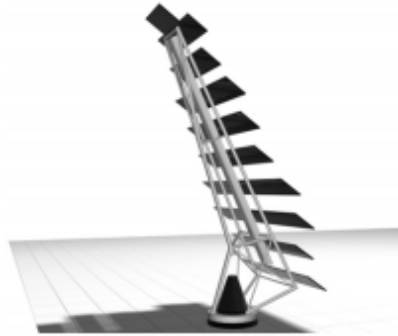


Figura 2.10 - Seguidor de eixo vertical ou de azimute [10].

- Seguidor de dois eixos: Este seguidor tem um poste vertical e horizontal que permite o movimento segundo o eixo E-O e N-S, respetivamente. Os sistemas de dois eixos são os que mantêm sempre uma orientação ótima em relação ao sol. São seguidores são mais caros e difíceis de instalar, mas têm maiores produções de energia. Neste sentido, estes sistemas seguidores são maioritariamente utilizados em instalações ligadas à rede de média e grande dimensão, em zonas de boa radiação e com bastante área disponível. A grande desvantagem deste tipo de seguidor é o esforço a que estão sujeitos, principalmente devido ao seu peso e ao seu bloqueamento sempre que se regista muito vento [10].



Figura 2.11 - Seguidor solar de dois eixos [10].

- Seguidor de plataforma rotativa de dois eixos: Este seguidor consiste numa plataforma que roda sobre uma base fixa e faz o seguimento de E-O. Em cima dessa plataforma vão estar os painéis que por sua vez vão estar assentes em fileiras sobre um eixo horizontal que vai fazer o seguimento N-S. Este tipo de seguidores são normalmente usados para coordenar o seguimento de um grande número de painéis. É caracterizado por ser um seguidor muito robusto e de construção simples. A grande desvantagem deste tipo de seguidor é o facto de requerer muita manutenção [10].

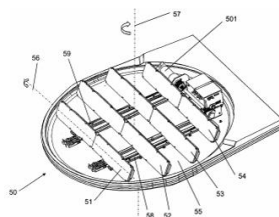


Figura 2.12 - Seguidor de plataforma rotativa de dois eixos [10].

A maioria dos sistemas seguidores funcionam mediante motores controlados eletronicamente que são baseados no cálculo da posição astronómica do Sol, orientado os painéis em direção a essa mesma posição. Para tal, existem vários sensores, sendo eles [10]:

- Sensor de iluminação máxima;
- Sensor de vento: Na existência de fortes rajadas de vento, este sensor faz com que o seguidor fique com os painéis na horizontal, evitando que o seguidor tenha tensões excessivas sobre a sua estrutura.

2.1.3 Inversores

Como já foi referido anteriormente, um inversor é um equipamento eletrónico destinado a converter uma corrente contínua numa corrente alternada.

Uma das partes constituintes do inversor é a unidade MPPT [11]. Como o nome indica, o MPPT, *Maximum power point tracking*, procura o ponto de máxima potência para o sistema.

A energia produzida pelo painel está dependente de muitas variáveis tais como a irradiação, a temperatura, nebulosidade, incidência do sol, entre outros. Neste sentido, os valores da tensão e corrente fornecidos pelo painel influenciará o inversor, podendo não corresponder aos melhores valores para o inversor e para o sistema.

O MPPT é então responsável por transformar a “energia bruta” que chega ao inversor, na melhor relação de corrente e tensão para que o inversor tenha uma performance ótima, de forma a aproveitar da melhor maneira a energia que a si chegou.

Como mencionado no subcapítulo 2.1.1, os painéis fotovoltaicos podem ser associados em série, em paralelo ou combinando ambos no sistema, sendo que a configuração adotada condicionará a escolha do tipo de inversor apropriado.

O tipo de inversor também varia consoante a tipologia da instalação fotovoltaica em questão, podendo ser de dois tipos [2]:

- Inversor para sistemas isolados;
- Inversor para sistemas ligados à rede elétrica.

Inversor para sistemas isolados



Figura 2.13 - Inversor para sistemas isolados da marca SMA [12].

Este tipo de inversor é constituído basicamente pelos seguintes componentes [2]:

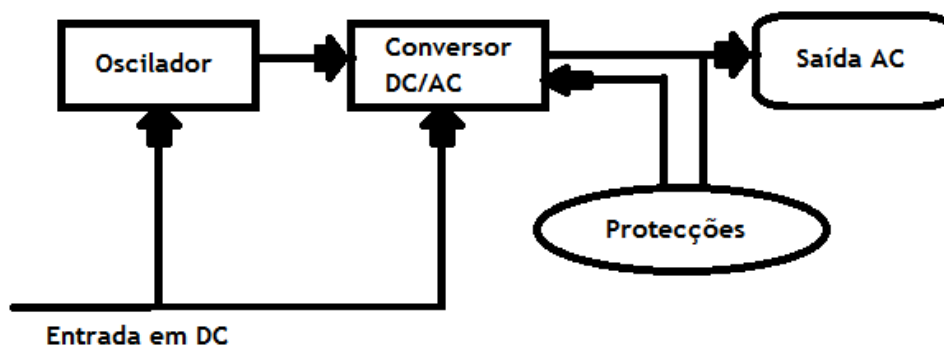


Figura 2.14 - Constituição de um inversor para sistemas isolados [2].

Oscilador: Este circuito é o que gera a frequência da corrente alternada da saída. Este valor varia normalmente entre os 50 e os 60 Hz [2].

Conversor DC/AC: Equipamento que recebe a tensão contínua que vem das baterias e também da frequência do oscilador, gerando com ele uma onda sinusoidal [2].

Protecções: Circuito destinado a bloquear o excesso de corrente produzida. Nos inversores mais modernos, esta operação é feita automaticamente [2].

Em instalações fotovoltaicas isoladas só se recorre ao uso de um único inversor, sendo que este é ligado diretamente à bateria.

Dado que este tipo de instalações não estabelece uma ligação à rede, os inversores não seguem o sinal desta. Neste sentido, os inversores das instalações FV isoladas deverão ter a capacidade de gerar um sinal sinusoidal.

O sinal gerado pelo inversor é influenciado dependendo do tipo de inversor utilizado. Os inversores isolados podem classificar-se nos diferentes tipos [2]:

- Inversor de onda quadrada: São caracterizados pelo seu baixo preço e pela sua elevada distorção harmónica na onda de saída [2].
- Inversor de onda modificada ou semi-sinusoidal: São caracterizados pela sua boa relação de qualidade/preço. Apesar de não ser uma onda perfeitamente sinusoidal, aproxima-se bastante desta. As suas aplicações são bastante generalizadas, porém não são aconselhados em equipamentos eletrónicos delicados. Não apresentam uma elevada distorção harmónica (20%) e os seus rendimentos são superiores a 90% [2];
- Inversor de onda sinusoidal: A onda gerada é uma onda sinusoidal pura, semelhante a onda da rede elétrica. São utilizados para trabalhar com aparelhos eletrónicos delicados. Não apresentam problemas de distorção harmónica nem de estabilidade e apresentam um custo superior relativamente aos restantes inversores [2].

Inversor para sistemas ligados à rede elétrica

Em instalações ligas à rede elétrica, o inversor possui um circuito de sincronização de fase entre a sua saída de corrente alternada e a rede elétrica a que se encontra ligado.

Este tipo de inversor é constituído basicamente pelos seguintes componentes [2]:

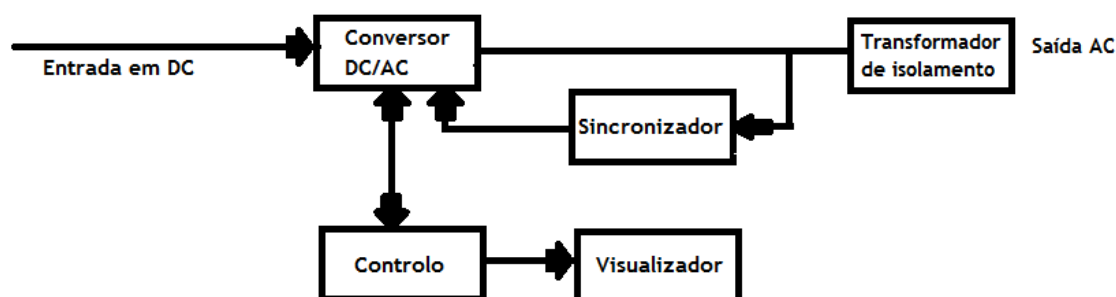


Figura 2.15 - Constituição de um inversor para sistemas de ligação à rede elétrica [2].

Conversor DC/AC: A diferença deste inversor para o anterior reside no facto de este possuir um elemento de sincronização de fase com a rede elétrica.

Transformador de isolamento: Componente de isolamento entre a saída em corrente alternada e a rede de distribuição. Pode ser um transformador monofásico ou trifásico, segundo a configuração da instalação.

Sincronizador: Este bloco faz a sincronização entre a tensão enviada pelo inversor DC/AC e a tensão da rede de distribuição, o qual recebe inicialmente a tensão da rede através do transformador de isolamento.

Controlo: Bloco auxiliar do inversor. Este tipo de controlo possui um ecrã no visor do inversor que permite, através do *software*, apresentar dados de funcionamento, bem como os valores da corrente injetados na rede elétrica.

Visualizador: Conjunto de componentes, tais como *led*, *displays LCD*, entre outros destinados a mostrar informações da situação no momento do inversor.

Assim, em instalações fotovoltaicas ligadas à rede, onde há possibilidade de venda de energia elétrica às empresas distribuidoras de energia, os inversores podem ser do tipo [11]:

- Inversor central: Nesta configuração, todos os painéis FV estão conectados a um único inversor, como se pode observar na figura 2.16, sendo caracterizados pela sua elevada fiabilidade e baixo custo.

Estes tipos de inversores são utilizados para a alimentação de cargas com potências elevadas, tomando como exemplo a máquina de lavar a roupa.

Contudo, este tipo de inversores acarreta limitações. Uma das limitações trata-se do facto de conter um único inversor central, dado que, na ocorrência de uma avaria no inversor, existirá uma interrupção total do funcionamento da instalação [12].

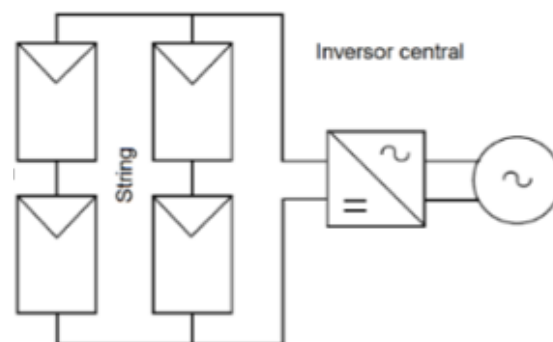


Figura 2.16 - Ligação esquemática ao Inversor central [13].

- Inversor por strings FV: Esta configuração tem grande aplicação em sistemas FV de elevadas potências. São inversores mais baratos de fabricar, mais simples de manter e podem resultar num melhor desempenho [12].

Como se pode observar na figura 2.17, cada *string* de painéis se encontra ligada ao próprio inversor da *string* em causa. Neste sentido, este tipo de configuração minimiza a possibilidade da falha total da instalação aquando da existência de falha num dos inversores, o que obviamente se reflete num aumento de fiabilidade da instalação.

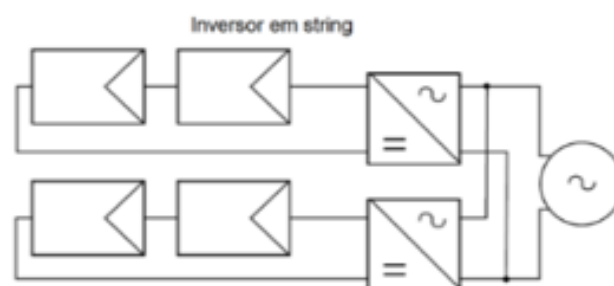


Figura 2.17 - Ligação esquemática do inversor em *string* [13].

- Inversor por painel FV: Na configuração de inversor por painéis FV, cada painel FV tem o seu próprio inversor, como se pode observar na figura 2.18. Devido ao elevado número de inversores utilizados, o seu custo naturalmente aumenta. Este tipo de inversores é utilizado em sistemas de pouca potência e é menos eficiente que o inversor por *string* [12].

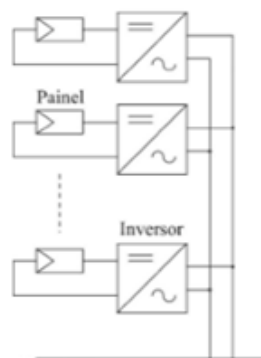


Figura 2.18 - Ligação esquemática ao inversor por painéis FV [14].

2.1.4 Instalação DC-Cablagem e Proteções

Cabos a utilizar

Os cabos solares, são caracterizados pela sua elevada resistência aos raios UV e ao clima, sendo apropriados para uma larga gama de temperaturas (entre -55°C e 125°C) [15]. Posto isto, os cabos solares são os cabos mais utilizados nas instalações fotovoltaicas, especialmente em aplicações exteriores.

Os cabos solares são condutores que funcionam como interface da ligação elétrica entre os painéis FV e a caixa de junção (ou até mesmo ao inversor).

De seguida apresenta-se uma tabela com uma lista das propriedades dos cabos solares:

Tabela 2.3 - Propriedades dos cabos solares [15].

Estabilidade Mecânica	Compressão, tensão, torção e dureza.
-Resistência climática;	-Resistência aos raios UV e ao ozono;
-Proteção contra contactos diretos e indiretos.	-Comportamento térmico;
	-Linha individual com duplo isolamento.

Os cabos solares podem também ser utilizados para o cabo principal DC. O cabo principal DC estabelece a ligação entre a caixa de junção e o inversor e deve admitir uma proteção diferente, consoante a localização da caixa de junção. Assim, se a caixa de junção se encontrar no exterior, estes cabos devem ser entubados.

Sempre que for possível, os cabos de policloreto de vinilo (PVC), nunca deverão ser usados no exterior [15].

Conectores DC

Um conector DC é um conector elétrico que tem como função fornecer corrente contínua (DC).

No caso de pequenos painéis solares utilizados para carregar baterias ou tarefas semelhantes estes não necessitam de conectores especiais. No entanto, sistemas fotovoltaicos de maiores dimensões, usualmente conectam os painéis em série para formar as *strings*.

Há uns anos atrás, a ligação entre os painéis era feita recorrendo a uma pequena caixa elétrica na parte de trás do painel, como apresentado na figura 2.5, conectando os fios fornecidos pelo usuário aos terminais do parafuso de dentro. No entanto, este tipo de conexões acarretava alguns problemas, sendo que, a partir do ano 2000 várias empresas introduziram novos produtos para resolver esses problemas [16].

Um exemplo de conectores DC são os conectores MC4. Estes conectores são conectores elétricos de contato único e são muito comuns na conexão de painéis solares [16].

Os conectores MC4s permitem que as *strings* sejam construídas facilmente empurrando os conectores dos painéis adjacentes junto com a mão, contudo estes requerem uma ferramenta para desconectá-los para assegurar que não se desligam acidentalmente quando os cabos são puxados [16].



Figura 2.19 - Conectores MC4 (Fabricante MultiContact) [16].

Proteções DC

- Interruptor principal DC: Na ocorrência de falhas ou avarias, ou no seguimento de trabalhos de manutenção e de reparação, será necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico. Para este fim utiliza-se o interruptor principal DC. A escolha do tipo interruptor deve ser feita com base na capacidade de ligar e desligar a corrente direta em boas condições de segurança [15]. O interruptor DC é colocado imediatamente antes do inversor. Esta prática permite o isolamento do cabo principal DC.



Figura 2.20 - Interruptor DC [17].

- Caixa de junção: A caixa de junção consiste numa caixa onde as *strings* fotovoltaicas se vão ligar, ligando-se posteriormente ao inversor. Esta caixa contém terminais, aparelhos de corte e, se necessário, fusíveis de *strings* e díodos de bloqueio das *strings*. A escolha do local para a instalação da caixa de junção deve estar protegida da chuva e da irradiação solar direta, bem como de fácil acesso para qualquer trabalho de manutenção que se deseje realizar. Aquando da fixação externa das caixas de junção, estas devem ser resistentes aos raios UV [15].

Ao escolher o tipo de caixa de junção, deve-se ter atenção ao número de terminais, para que estes estejam em conformidade com os cabos de *strings* que queremos ligar [15].

Frequentemente é também instalado um descarregador de sobretensões nas caixas de junção para desviar as sobretensões para a terra [15].



Figura 2.21 - Caixa de junção [2].

- Díodos de bloqueio integrados nas caixas de junção: As caixas de junção integram os díodos de bloqueio. Estes díodos de bloqueio são ligados em serie em cada *string*, tendo como objetivo realizar o desacoplamento elétrico entre elas [15]. Neste sentido, no caso de ocorrer um curto-circuito de uma *string*, as restantes poderão continuar a funcionar sem serem perturbadas. Sem a presença de díodos de bloqueio nas *strings*, uma corrente fluiria no sentido inverso através da fileira afetada [15].

Os painéis fotovoltaicos aguentam até 4 vezes a corrente inversa, e é devido a isso que só se colocam os díodos de bloqueio nas caixas de junção quando existem mais de 4 *strings* FV.

- Fusíveis DC de *string*: Os fusíveis de *string* protegem os cabos contra sobrecargas [15]. Para proteger os painéis e as *strings* das sobrecargas, são intercalados fusíveis de *string* em todos os condutores. Existem dois tipos principais de fusíveis, sendo eles os fusíveis do tipo gG e do tipo aM. Os fusíveis do tipo gG são usados para a proteção contra sobrecargas e contra curto-circuitos, já os fusíveis do tipo aM são previstos para a proteção contra curto circuitos [2].



Figura 2.22 - Fusíveis do tipo gG (imagem da esquerda) e aM (imagem da direita) da marca shager [2].

2.1.5 Instalação AC-Cablagem, Quadros Elétricos e Proteções

Cabos de ligação de corrente alternada AC

O cabo de ligação de corrente alternada funciona como uma interface de ligação entre o inversor e a rede recetora, através do equipamento de proteção.

O tipo de cabo utilizado na ligação do inversor à rede varia consoante as fases do inversor. Neste sentido, no caso dos inversores trifásicos, a ligação à rede de baixa tensão é efetuada com um cabo de cinco polos, o mesmo já não acontece para os inversores monofásicos, onde é usado um cabo de três polos [15].

Quadros Elétricos

Um quadro elétrico é um conjunto de equipamentos convenientemente agrupados (incluindo as suas ligações, estruturas de suporte e invólucro), destinados a proteger, a comandar ou a controlar instalações elétricas.

É nos quadros elétricos que se encontram os dispositivos para a proteção dos circuitos elétricos contra sobreintensidades (curto-circuitos ou sobrecargas) e para a proteção das pessoas contra contactos diretos e indiretos.

Cada instalação elétrica deve ser dotada de um quadro elétrico de entrada, sendo que este se deve encontrar dentro do recinto servido pela instalação elétrica e ser instalado em locais de fácil acesso [2].

O quadro de entrada deve estar dotado de um dispositivo de corte geral. A função de interrupção pode ser assegurada pelo disjuntor de controlo de potência contratada sempre que exista no local [2].

Os quadros devem ser equipados com barramento de fase, de neutro, e de terra devidamente identificados.

Proteções (disjuntores simples e diferenciais)

Os disjuntores são aparelhos de proteção cuja sua função é isolar automaticamente o sistema fotovoltaico da rede elétrica, caso ocorra uma sobrecarga ou um curto-circuito. Estes dispositivos automáticos são frequentemente usados como interruptores AC [15].

Comparativamente aos disjuntores simples, os disjuntores diferenciais também são aparelhos de proteção. Contudo, estes dispositivos são sensíveis à corrente residual-diferencial [15].

A função dos disjuntores diferenciais, consiste na “observação” da corrente que flui nos condutores de ida e volta do circuito elétrico, isolando o circuito, caso a diferença entre ambas as correntes ultrapasse um determinado valor [15].

Este dispositivo disparará se ocorrer uma falha de isolamento, um contacto direto ou indireto.

2.1.6 Baterias e Regulador de Carga

A bateria é um elemento de extrema importância, visto que permite o armazenamento de energia elétrica. Assim, é possível utilizar energia armazenada em momentos onde não existe qualquer tipo de radiação solar, isto é, por exemplo de noite ou em dias sem sol.

As baterias são compostas por células ou vasos com dois elétrodos imersos num eletrólito de ácido sulfúrico diluído em água, sendo que este eletrólito se pode encontrar na forma líquida ou em gel. Assim, quando o eletrólito se dissolve com a água, é produzida uma solução capaz de gerar eletricidade.

Quando se pretende uma maior capacidade de armazenamento de energia, ou quando se deseja ter tensões mais elevadas, é realizada uma associação de baterias, ou seja uma ligação das baterias em série ou em paralelo. Como tal, tanto em série como em paralelo, estas devem ser todas iguais, ou seja possuírem todas as mesmas características.

A tabela 2.4 representa as características referentes aos diferentes modelos de baterias existentes.

Tabela 2.4 - Características referentes aos tipos de baterias utilizadas [2], [15], [18].

Tipos de Baterias	Características
Baterias de chumbo-ácido	São as mais usadas devido ao seu baixo custo.
Baterias de chumbo-ácido ventilados	Correspondem ao tipo de bateria mais comum de chumbo-ácido, sendo caracterizada pela sua durabilidade limitada.
Baterias de chumbo-ácido selados (VRLA)	Não necessitam de manutenção. São caracterizadas pela sua maior durabilidade, capacidades mais elevadas e inexistência de derrames.
Baterias de chumbo-ácido selados (VRLA) de gel	Não necessitam de manutenção. São caracterizadas pela disposição do ácido em forma de gel. Este tipo de baterias é sensível a sobrecargas, necessitando de um regulador de carga adequado.
Baterias AGM	Não necessitam de manutenção. Neste caso o gel está sob a forma de massas esponjosas. São caracterizadas pela sua elevada durabilidade. Este é o tipo de baterias de chumbo ácido mais evoluída.
Baterias de acumuladores alcalinos	As baterias alcalinas podem ser níquel-cádmio, de níquel-hidretos metálicos, de iões de lítio ou de iões de lítio com eletrólito de polímero. As baterias de níquel-cádmio são caracterizadas por serem pequenas, leves, robustas e pelo seu preço reduzido. As baterias de níquel-hidretos metálicos são caracterizadas pela sua elevada vida útil e rentabilidade (duas vezes superior às de chumbo), porém o custo é bastante elevado. As baterias de iões de lítio são caracterizadas pela sua manutenção reduzida, eficiência não muito boa, e por requererem um circuito de proteção. Finalmente, as baterias de iões de lítio com eletrólito de polímero são caracterizadas pela sua elevada resistência à sobrecarga e pelo seu elevado preço.

Relativamente aos reguladores de carga, estes são dispositivos eletrónicos que têm como função proteger as baterias das sobrecargas, controlando a carga da bateria com a energia elétrica procedente dos painéis fotovoltaicos. Assim, o regulador impede que a bateria continue a receber carga proveniente do painel quando atinge a sua capacidade máxima.

A grande vantagem do regulador de carga é o facto de assegurar o funcionamento do sistema FV na sua eficiência máxima.

Inicialmente, os reguladores de carga permitem que toda a corrente produzida pelo gerador seja enviada para a bateria. Aí, quando a sua capacidade estiver perto da máxima admissível, são fornecidas correntes intermitentes com o objetivo de manter a bateria num estado de “flutuação” [15].

Diz-se portanto, que regulador de carga monitoriza a tensão da bateria, injetando corrente.

O controlo da carga das baterias por parte dos reguladores de carga é feita em quatro passos [7]:

- 1) Carga total: Nesta fase há uma recarga completa durante as primeiras horas de luz.
- 2) Regulação: Esta fase corresponde ao período normal de controlo da carga da bateria conforme o consumo.
- 3) Flutuação: Esta fase corresponde ao modo de vigilância do consumo, quando a bateria está completamente carregada, ou seja no seu limite da capacidade máxima admissível.
- 4) Equalização: Finalmente, esta fase corresponde a um processo de otimização da carga das baterias do tipo eletrólito líquido para que produzam gás e que, com isso, removam o sulfato de chumbo.



Figura 2.23 - Regulador de carga [19].

2.2 Configuração dos Sistemas Fotovoltaicos

Neste subcapítulo serão abordados quais os tipos de sistemas fotovoltaicos existentes.

Existem dois tipos básicos de sistemas fotovoltaicos, sendo eles os sistemas isolados e os sistemas conectados à rede.

De uma forma simplificada, os sistemas fotovoltaicos isolados são utilizados em locais remotos ou onde o custo de se conectar a rede elétrica é elevado, sendo utilizado por exemplo casas domésticas, já os sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, substituem ou complementam a energia elétrica convencional disponível na rede elétrica.

2.2.1 Sistemas Fotovoltaicos Isolados

As instalações solares fotovoltaicas isoladas ou autônomas são caracterizadas por serem instalações que requerem geralmente pouca potência, pelo que são mais convenientes em instalações com baixa necessidade de energia [11].

Por serem instalações que requerem pouca potência, isto leva a que a intensidade da corrente circulante seja baixa, o que por conseguinte leva a que o tempo de vida destas instalações seja elevado e a necessidade de manutenção seja diminuta [11].

Um sistema fotovoltaico isolado, tal como já foi referido acima, é constituído por um conjunto de painéis fotovoltaicos agrupados em série ou em paralelo, um regulador de carga responsável por controlar a carga das baterias, uma ou mais baterias para que seja possível alimentar as cargas em tempos desfavoráveis à radiação solar, e finalmente um inversor.

Do ponto de vista da manutenção, estes sistemas são mais complexos devido à existência das baterias.



Figura 2.24 - Esquema ilustrativo de uma instalação solar fotovoltaica isolada/autônoma [20].

2.2.2 Sistemas Fotovoltaicos com ligação à Rede

Um sistema de ligação à rede elétrica é caracterizada pelo facto de toda a energia que é produzida ser enviada para a rede, havendo a possibilidade de venda desta às empresas responsáveis pela distribuição energia elétrica [11].

Um Sistema de ligação à rede elétrica é constituída por 5 equipamentos básicos, sendo eles [11]:

- Painéis Fotovoltaicos: Responsáveis pela captação da radiação solar;
- Inversor: Responsável pela conexão à rede e pela transformação de corrente contínua em alternada;
- Medidor de Energia: Equipamento responsável pela contagem de energia elétrica produzida pelo sistema solar fotovoltaico durante o seu funcionamento;
- Elementos de Proteção: Responsável por protegerem a instalação e os equipamentos em caso de curto-circuitos, descargas atmosféricas ou sobrecargas.

Do ponto de vista da manutenção, estes sistemas são bastante simplificados visto não possuírem baterias.

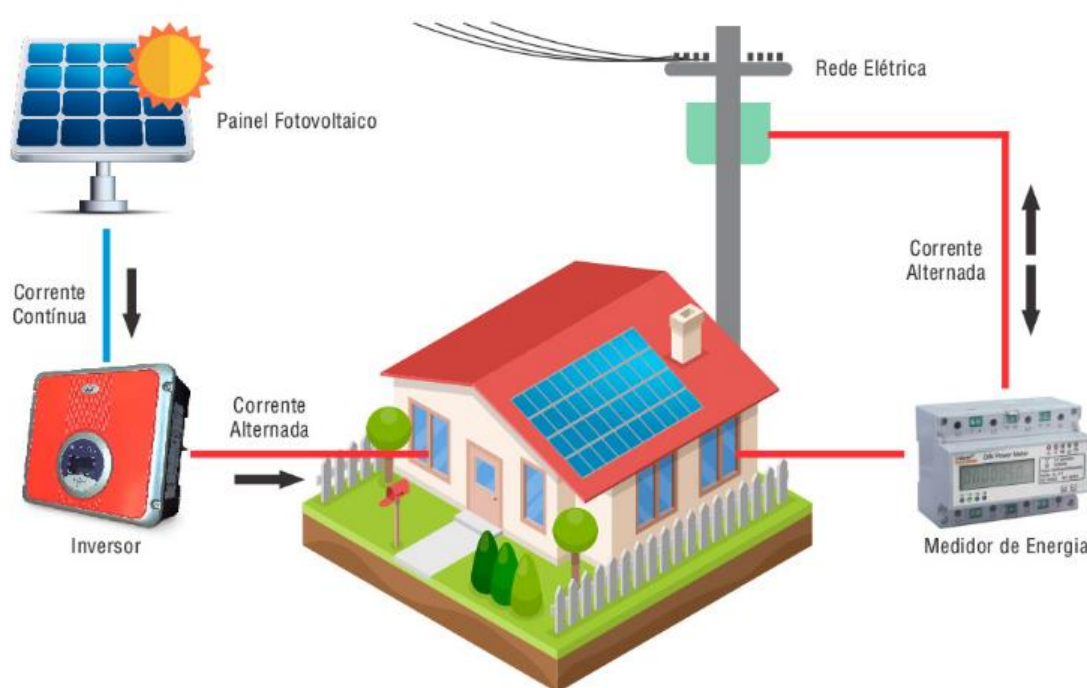


Figura 2.25 - Esquema ilustrativo de uma instalação solar fotovoltaica com ligação à rede elétrica [21].

As instalações fotovoltaicas podem ser de diferentes tipos, consoante a gama de potência correspondente a que estão associados. Assim tem-se que:

- Ligação à rede de microgeração para potências até 5kW;
- Ligação à rede de minigeração para potências entre 5kW e 10 kW;
- Centrais fotovoltaicas para potências maiores do que 10kW.

Microgeração

A microgeração consiste na produção de energia elétrica através de instalações de pequena escala usando painéis fotovoltaicos que captam energia solar e a convertem em energia elétrica.

A microgeração é muito usada em por exemplo, habitações domésticas.

Minigeração

Define-se por unidade de minigeração fotovoltaica, uma instalação de produção de eletricidade a partir da energia solar com uma potência de 5kW a 10 kW, baseada numa única tecnologia de produção. Regra geral, a minigeração é usada para instalações com dimensões mais consideráveis do que as que são usadas na microgeração (como por exemplo fábricas, entre outros).

Desde o ano de 2014, e de acordo com o “Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de Outubro”, os regimes de microgeração e minigeração sofreram alterações e passaram a ser designados por UPP (unidades de pequena produção).

Neste sentido, as novas instalações ou são UPAC (unidades de produção de autoconsumo) ou são UPP (unidades de pequena produção).

Algumas das diferenças são apresentadas na tabela 2.5.

Tabela 2.5 - Diferenças entre as UPAC e as UPP [22].

	Autoconsumo (UPAC)	Pequena Produção (UPP)
Fonte	Renovável e não renovável;	Renovável;
Limite da Potência	Potência de Ligação <100% da potência contratada na instalação de consumo;	Potência de ligação <100% da potência contratada na instalação de consumo; Potência de ligação até 250 kW;
Requisitos de Produção	Produção anual deve ser inferior às necessidades de consumo; Venda do excedente instantâneo ao CUR;	Produção anual <2x consumo da instalação; Venda da totalidade de energia ao CUR;
Contagem	Contagem obrigatória para potências ligadas à RESP superiores a 1.5 kW.	Obrigatória para todas as potências.

Se as instalações fotovoltaicas se situarem a montante do contador, toda a energia consumida pela instalação passa no contador e é contabilizada. O mesmo já não acontece caso a instalação FV se encontrar a jusante do contador. Neste caso, a energia produzida e não consumida é injetada na rede e é contabilizada. Neste sentido, conclui-se que a energia autoconsumida não é autocontabilizada.

Grandes centrais fotovoltaicas

As centrais fotovoltaicas podem atingir potências na ordem dos MW sendo que, a conexão com a rede, se faz normalmente em média tensão.

A figura 2.26, mostra o esquema de ligação de sistemas deste género, onde é evidenciada a presença de um transformador para elevar a tensão ao nível de distribuição.

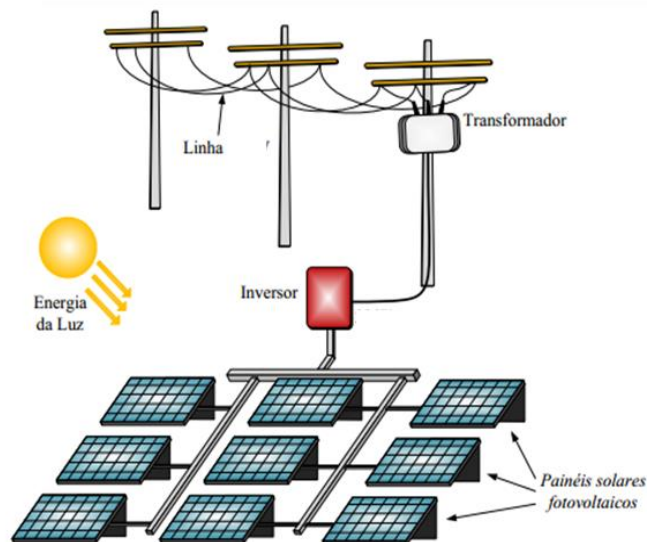


Figura 2.26 - Esquema de ligação de grandes centrais FV à rede elétrica [23].

Sendo estas centrais fotovoltaicas sistemas de grandes dimensões, estas encontram-se geralmente afastadas dos locais de consumo e instaladas no solo.

Dada a sua elevada potência, as grandes centrais fotovoltaicas caracterizam-se por terem um posto de transformação próprio e dedicado exclusivamente à instalação em questão.

Sistemas deste género, já costumam possuir sistemas de seguimento de vários tipos.



Figura 2.27 - Central fotovoltaica de Rovigo (Itália) com uma capacidade de 72 MW [24].

2.3 Planos de Manutenção

Os painéis fotovoltaicos requerem pouca manutenção uma vez que foram desenvolvidos para suportar as condições atmosféricas mais adversas. Contudo, uma adequada manutenção, regida por normas e procedimentos, contribuirá para melhorar as suas condições de funcionamento, aumentando a sua vida útil.

Uma adequada manutenção de uma instalação, será o resultado de uma correta interação entre os seguintes planos [11]:

- Plano de manutenção preventiva: Corresponde ao conjunto de atividades que impedem a ocorrência de avaria dos equipamentos e consequentes demoras e perdas de produção;
- Plano de manutenção corretiva: Corresponde à reparação ou substituição do elemento avariado, aquando da existência de uma falha na instalação.

2.3.1 Plano de Manutenção Preventiva

A manutenção preventiva deverá ser realizada por um técnico altamente qualificado para o efeito. Ações como calibrações, substituições periódicas habituais, limpezas, verificação e análises dos elementos, são atividades que impedirão os equipamentos de avariar, impedindo que haja a paragem do sistema de produção de energia elétrica [11].

2.3.2 Plano de Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva é realizada aquando do aparecimento de uma falha na instalação. Este tipo de manutenção tem como objetivo eliminar a falha para que a instalação seja posta em serviço o mais rapidamente possível.

A manutenção corretiva deve ser evitada devido ao seu elevado custo e ao tempo que a instalação se encontra fora de serviço, o que se traduz em perdas de produção de energia. Neste sentido, deve-se apostar mais na realização da manutenção preventiva de modo a evitar ao máximo a manutenção corretiva [11].

2.3.3 Contrato de Manutenção

É de salientar que, tanto nas instalações fotovoltaicas ligadas à rede como nas isoladas, deverá ser realizado um contrato de manutenção preventiva e corretiva.

Nesse contrato deverão constar as seguintes informações [11]:

- Data do início e fim do contrato;
- Condições necessárias para a prorrogação do contrato;
- Quais os equipamentos da instalação que serão alvo da manutenção preventiva;
- Número de visitas à instalação e periodicidade entre as visitas;
- Valor da deslocação das entidades responsáveis ao local da instalação, bem como a forma de pagamento.

2.4 Legislação em Vigor

A IEC, *International Electrotechnical Commission*, é uma organização mundial de normalização que compreende todos os Comitês Nacionais Eletrotécnicos (Comitês Nacionais da IEC).

O objetivo da IEC é promover a cooperação internacional em todas as questões relativas à normalização dos domínios elétrico e eletrónico. Neste sentido, a IEC é a responsável pela publicação de normas internacionais. A IEC colabora em conjunto com a Organização de Normalização (ISO) em conformidade com as condições determinadas por acordo entre as duas organizações.

As principais normas nacionais e internacionais de manutenção são descritas abaixo.

- IEC 61724-1:2017 → Esta norma descreve equipamentos e métodos para a monitorização e análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos [25].
- IEC TS 61724-2:2016 → Esta norma define um procedimento para medir e analisar a produção de energia de um sistema fotovoltaico específico com o objetivo de avaliar a qualidade do desempenho do sistema fotovoltaico. A intenção desta norma é especificar um procedimento de estrutura para comparar a potência medida produzida com a potência esperada de um sistema fotovoltaico em dias relativamente ensolarados [25].
- IEC TS 61724-3:2016 → Esta norma define um procedimento para medir e analisar a produção de energia de um sistema fotovoltaico específico em relação à produção de energia elétrica esperada para o mesmo sistema a partir das condições climáticas reais. O objetivo desta especificação técnica é definir um procedimento para comparar a energia elétrica medida com a energia elétrica esperada do sistema fotovoltaico [25].
- IEC 62446-1:2016 → Define as informações e documentação necessárias a serem entregues a um cliente após a instalação de um sistema FV conectado à rede. Também descreve os critérios de inspeção e documentação onde deverão verificar se a instalação está segura e a funcionar corretamente. Esta norma inclui uma gama mais ampla de testes a realizar ao sistema e regimes de inspeção para abranger sistemas fotovoltaicos maiores e mais complexos [25].
- O IEC TS 62446-3: 2017 → Define a inspeção termográfica (infravermelha) externa de painéis e sistemas FV em funcionamento. Esta inspeção refere-se a uma técnica de manutenção preventiva para a proteção contra incêndios e para a inspeção da qualidade dos painéis fotovoltaicos. Este documento estabelece requisitos para o equipamento de medição, condições ambientais, procedimento de inspeção, relatório de inspeção, qualificação de pessoal, entre outros, como guia de inspeção [25].

- NP EN 13306:2007 → Esta norma é um documento básico sobre a forma como se fala, se entende e se pode desenvolver a manutenção e define “os termos genéricos em todos os tipos de manutenção e organização da manutenção, independentemente do tipo de bem considerado, à exceção das aplicações informáticas” [26].
- NP EN 13460:2009 → Norma da documentação para a manutenção. A norma da documentação para a manutenção “descreve a lista dos documentos essenciais necessários à manutenção e os elementos de informação referidos para cada documento mencionado” [26].
- NP EN 15341:2009 → Norma dos indicadores de desempenho da manutenção. A norma referida descreve um sistema de gestão de indicadores para medir o desempenho da manutenção, avaliando a melhoria da eficiência e da eficácia como forma de apoiar a gestão a atingir os objetivos da manutenção [26].
- NP EN 13269:2007 → Norma com instruções para a preparação de contratos de manutenção. É importante que a abordagem aos contratos de manutenção seja feita de uma forma estruturada e cuidada. A norma pretende facilitar a definição dos resultados pretendidos com as atividades de manutenção [26].

2.5 Sistemas de Monitorização e de Gestão de Ativos

2.5.1 Sistemas de Monitorização

A monitorização de instalações fotovoltaicas consiste na visualização e verificação constante das informações acerca do estado de funcionamento do sistema. A monitorização é crucial para poder maximizar o rendimento da instalação fotovoltaica, bem como detetar antecipadamente eventuais falhas.

Algumas das vantagens de um sistema de monitorização são apresentadas a seguir [27]:

- Controlo de produção;
- Receção de sinais de alerta aquando da existência de algum problema;
- Conhecer os consumos de energia;
- Possibilidade de desligar e ligar os equipamentos da instalação onde e quando quiser;
- Programar a eficiência energética da instalação.

A monitorização do sistema é feita, usualmente, com recurso a um *data logger* que, em português significa um registador de dados. O *data logger* é um dispositivo eletrónico cuja sua principal funcionalidade consiste no armazenamento de dados. Esse dispositivo recebe dados provenientes do sistema, reencaminhando-os para numa plataforma de visualização através do uso de portais *web* que pode ser facilmente consultada através de um computador, *smartphone*, *tablet* ou qualquer outro dispositivo equivalente [27]. Outros componentes, tais como inversores e medidores de energia, também comunicam informação ao *data logger*.



Figura 2.28 - Exemplo de um sistema de monitorização, *Intelly Power Pro*, do fabricante Astrel Group [28].

Quanto ao tratamento e análise de dados fornecidos pelo sistema de monitorização, estes dividem-se em três níveis diferentes, sendo que, as necessidades e o orçamento disponível pelo cliente são fatores decisivos na escolha do nível a adotar [27].

- Nível 1: Este nível consiste na simples medição de dados, na sua transferência e visualização. É aconselhável para clientes residenciais que possuam sistemas FV de menor dimensões e que, regra geral, possuam orçamentos mais reduzidos do que os clientes industriais.
- Nível 2: Este nível também consiste na medição de dados. Além disso, neste nível há um pré processamento de dados com o intuito de obter informações relevantes, para uma posterior comparação com os valores esperados. Se o desvio entre os valores medidos e os esperados forem demasiado grandes, serão gerados alertas de alarme.
- Nível 3: Este nível caracteriza-se pela “análise inteligente dos dados”. É de extrema relevância pois utiliza métodos sofisticados de análise de dados para evitar falsos alarmes e fornecer informações de importância crucial como a localização de falhas, entre outros.

2.5.2 Sistemas de Gestão de Ativos

Em instalações fotovoltaicas de maiores dimensões (comerciais e industriais) é usual recorrer-se a um sistema de gestão de ativos, com o objetivo de assegurar boas práticas de operação e manutenção do sistema.

Assim, tomando como exemplo o caso de centrais fotovoltaicas, justifica-se a utilização de equipamentos e tecnologias avançadas e consequentemente grandes investimentos, para que haja um acompanhamento mais pormenorizado da instalação fotovoltaica, o que fará com que o sistema FV esteja sempre a funcionar na sua performance ótima.

De uma forma simples de explicar, a existência de um sistema de gestão ativo numa instalação fotovoltaica permite fornecer à entidade responsável toda a informação acerca da operação e manutenção desta instalação, isto é, quando se efetuou a última manutenção de algum equipamento, quando foi a última visita à instalação, qual a periodicidade entre as visitas, entre outras informações.

Os sistemas de gestão de manutenção incidem na manutenção preventiva, permitindo uma redução significativa do tempo de inatividade dos equipamentos, antecipando mesmo as operações de manutenção, garantindo assim uma maior durabilidade.

Os sistemas de gestão de ativos contêm todas as ferramentas necessárias para uma programação detalhada, planos de manutenção preventiva e corretiva, números de visitas à instalação bem como a periodicidade entre elas, planos de lubrificação, entre outros.

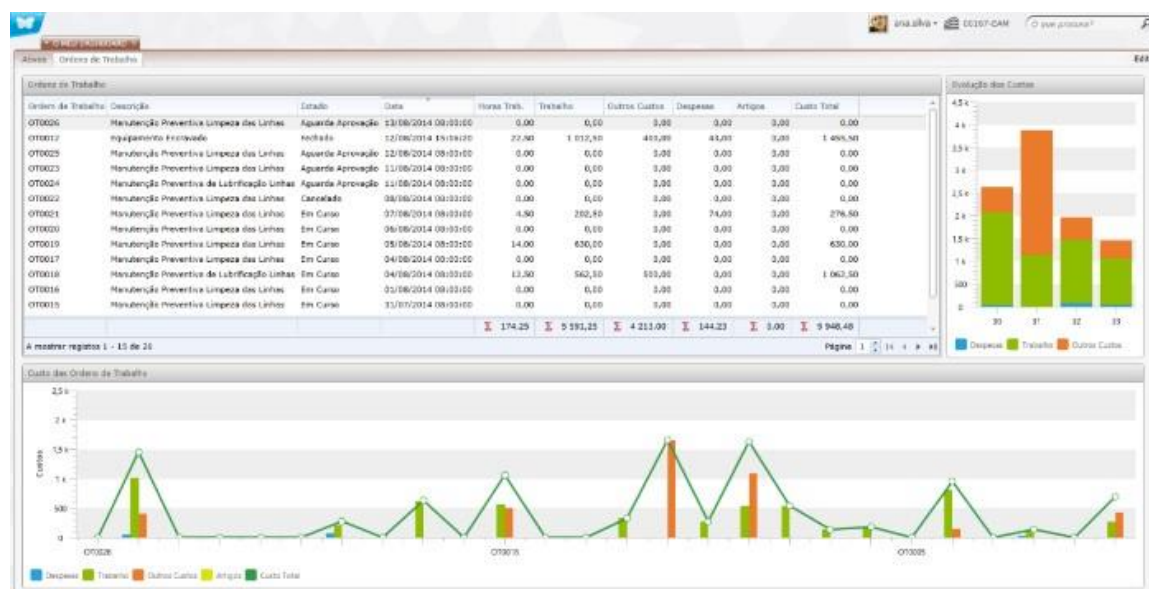


Figura 2.29 - Exemplo de um sistema de gestão ativo, denominado “Primavera EAM” [29].

Um exemplo de um sistema de gestão da manutenção de centrais fotovoltaicas é o “Primavera EAM”, capaz de realizar a manutenção preventiva neste sector [29].

O Sistema “Primavera EAM” disponibiliza outro subsistema denominado por “Primavera EAM Mobile”, que consiste num recurso em tempo real, de fácil acesso e que permite comunicar falhas e avarias ou pedidos de intervenção da instalação [29].

Capítulo 3

Manutenção de Instalações Fotovoltaicas

No presente capítulo, a organização da informação fez-se através de 4 subcapítulos, baseados nas etapas a seguir aquando da deteção de uma falha, como se pode ver na figura 3.1. Assim, primeiramente, são abordados os diferentes tipos de deteção do problema no sistema FV, os problemas mais comuns e as ferramentas que auxiliam na deteção do problema. A seguir, são apresentadas tabelas com os processos de manutenção preventiva, bem como os procedimentos de correção dos possíveis problemas. Por fim, os últimos subcapítulos abordam os vários equipamentos que permitem verificar o bom funcionamento da instalação, bem como o balanço dos custos da sua manutenção.

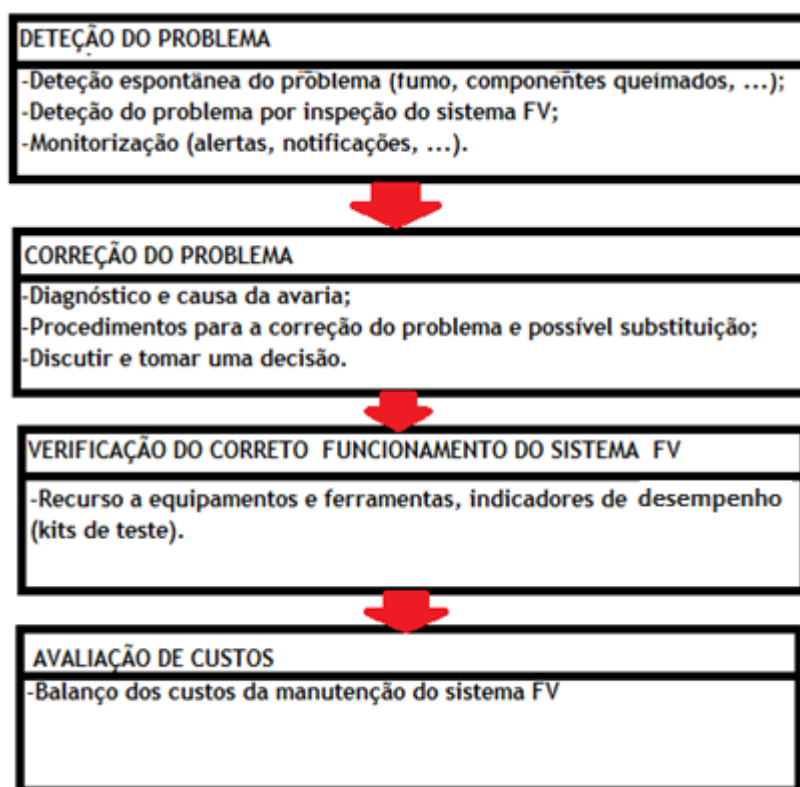


Figura 3.1 - Etapas a seguir numa instalação FV.

3.1 Detecção do Problema

A deteção de um problema num sistema fotovoltaico pode ser de dois tipos diferentes:

- **Tipo 1:** A anomalia pode ser detetada espontaneamente. Neste caso, o sistema normalmente deixa de funcionar ou apresenta sinais físicos evidentes tais como fumo, componentes queimados. A anomalia também pode ser detetada espontaneamente devido ao disparo das proteções, alarme dos inversores, informação proveniente do sistema de monitorização, entre outros.
- **Tipo 2:** A anomalia pode ser detetada após uma prospeção da instalação. Neste tipo é necessário realizar uma auditoria ao sistema solar FV fazendo uma inspeção física dos equipamentos, onde posteriormente se poderá detetar problemas tais como sujidade, contactos indevidos, entre outros.

3.1.1 Problemas mais comuns em Instalações Fotovoltaicas

A falha total de um sistema FV é extremamente rara. A esmagadora maioria dos sistemas FV funciona durante vários anos, sendo que as eventuais avarias estão normalmente associadas às falhas dos seguintes equipamentos [2]:

- O componente mais fiável de um sistema FV é o próprio gerador FV. No caso de avarias, as principais causas são:
 - Efeitos de descargas atmosféricas;
 - Falhas dos díodos de *string*;
 - Deficiência nos painéis FV e na cablagem DC.
- As falhas mais comuns ocorrem ao nível do inversor. As principais causas são:
 - Causas associadas aos danos provocados pelo incorreto dimensionamento do inversor;
 - Efeitos de descargas atmosféricas;
 - Falha do equipamento eletrónico.
- Os fenómenos de corrosão provocados pela combinação de diferentes materiais são um constante problema.

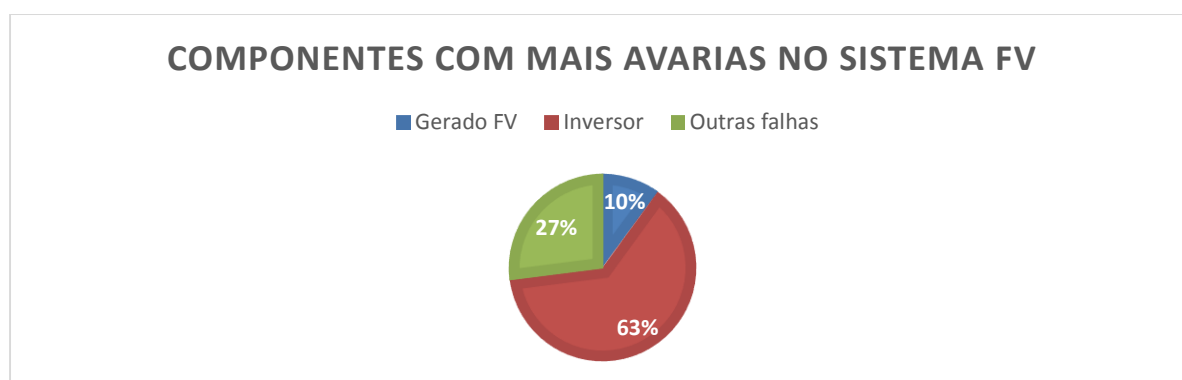


Figura 3.2 - Estimativa dos problemas em sistemas FV [30].

No anexo A1 encontra-se uma tabela mais pormenorizada das práticas inapropriadas e dos tipos de avarias mais comuns nos sistemas FV [31].

3.1.2 Ferramentas de Medição e Indicadores na detecção do problema (Tipo 2)

Traçador portátil da curva I-V

A melhor ferramenta disponível no mercado para verificação e caracterização de módulos ou painéis fotovoltaicos é um traçador portátil da curva I-V.



Figura 3.3 - Traçador de Curvas I-V [33].

A corrente I-V é traçada medindo a tensão e a corrente do painel FV alterando resistência de carga. O princípio de funcionamento deste equipamento irá ser aprofundado com maior detalhe no capítulo 3.3.

Se a curva obtida por tais medições estiver muito diferentes da curva especificada pelo fabricante dos painéis fotovoltaicos, isso indicará a existência de alguma anomalia nas células ou nos painéis FV.

A figura 3.4 resume as 5 irregularidades na curva de uma *string* [32]. Essas irregularidades também serão explicadas em maior detalhe no capítulo 3.3.

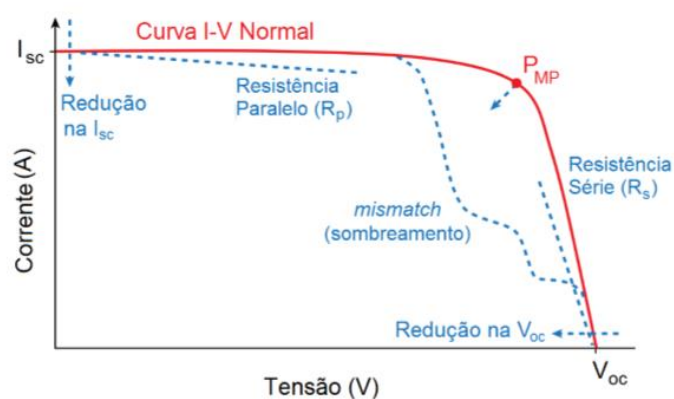


Figura 3.4 - Traçador de curvas I-V [32].

É recomendável o uso de um traçador capaz de medir o painel como um todo, assim como as *strings* em separado [32]. Neste sentido, caso seja detetado algum problema na característica I-V de uma das *strings*, deve-se levantar a curva dos painéis dessa *string* individualmente, com o objetivo de detetar o painel defeituoso.

Apesar das vantagens e dos excelentes resultados obtidos com este equipamento, o uso do traçador portátil I-V é um bocado limitado devido ao seu elevado custo.

Analísadores de energia

Um analisador digital de baterias é um equipamento eletrónico portátil microprocessado capaz de medir características elétricas das baterias, geralmente a resistência interna e a corrente de pico [32].

A medida da resistência interna da bateria é considerada um excelente indicador do seu estado de “saúde” e o acompanhamento e registo periódico desta característica permitem verificar a sua degradação ao longo do tempo.

Os valores esperados das resistências devem ser especificados pelos fabricantes, pois estas variam em função da capacidade e de outras características próprias de cada equipamento [32].



Figura 3.5 - Analisador digital de baterias [32].

Ferramenta simples para verificação do seguidor solar

Uma maneira simples de observar a posição relativa dos seguidores solares é suficiente para detetar um seguimento incorreto [33].

Um método simples para saber se o seguimento está ou não correto é fazer um esquema como o mostrado na figura 3.6. Assim, quando se faz o esquema num painel FV ou num seguidor solar, a sombra projetada pelo parafuso na tábua mostra se o seguidor solar está a funcionar bem ou não [33]. Quanto menor for a sombra, melhor é a rotina de seguimento.



Figura 3.6 - Ferramenta simples para verificação do seguidor solar [38].

Inclinómetro

Para verificar se o ângulo dos painéis FV foi aquele especificado para o sistema, deve-se recorrer a um inclinómetro.



Figura 3.7 - Inclinómetro [16].

Câmara termográfica

O aquecimento excessivo dos condutores, devido a ligações mal efetuadas, é uma avaria muito comum nos sistemas FV. Estas ligações incorretas poderão provocar, com o decorrer do tempo, risco de incendio na instalação [2].

De modo a resolver o problema, é necessário recorrer a um equipamento que detete este tipo de avarias, para que posteriormente se solucione o problema. Um equipamento que é capaz de detetar este tipo de avarias é a câmara termográfica.



Figura 3.8 - Câmara termográfica [34].

As câmaras termográficas são equipamentos capazes de medir a energia emitida por um objeto com sensores infravermelhos. Assim, recorrendo a este tipo de equipamentos, é possível registar a temperatura da superfície de um objeto à distância, sem contacto e em tempo real [2].

Detetando e localizando esses “pontos quentes” através da câmara termográfica, é possível eliminar a falha, a fim de restaurar a instalação em serviço o mais rapidamente possível [2].

Teste da eletroluminescência

Os painéis FV têm de estar livres de micro ou macrofraturas [33]. As microfraturas são criadas por vibrações que podem resultar de um mau manuseamento ou do transporte e traduzem-se numa redução do rendimento dos painéis FV ao longo do tempo [33].

Dado que o ser humano não consegue ver “a olho nu” às microfraturas é necessário recorrer a um teste de eletroluminescência [33].

As microfraturas são representadas pelas áreas escuras na figura 3.9.

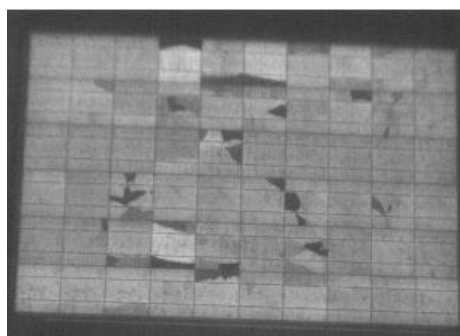


Figura 3.9 - Visualização de microfaturas recorrendo ao teste da eletroluminescência [38].

Inspeção de infraestruturas com recurso a *drones*

A inspeção visual é imprescindível para garantir o correto funcionamento das instalações fotovoltaicas.

A capacidade destes robôs voadores atuarem como “olhos remotos” facilita a inspeção dos componentes básicos das instalações fotovoltaicas, permitindo a deteção de algum problema existente.

O modelo consiste na minuciosa recolha de dados da instalação, com recurso a veículos aéreos não tripulados (UAV), analisados e tratados posteriormente numa plataforma informática desenvolvida à medida, permitindo assim planear com segurança a sequência das intervenções e reparações consideradas necessárias [35].

Esta plataforma permite associar, a cada componente inspecionado e avaliado, informação adicional em imagem que permite uma caracterização perfeita da informação que lhe está associada.

Este processo inovador permite incrementar inúmeras vantagens nos seguintes aspetos [36]:

- Segurança: Redução ou eliminação de trabalhos em altura e eliminação de riscos associados à instalação.
- Sistematização: Processo rigoroso de inspeção, comunicação permanente com entidades reguladoras e classificação de defeitos consoante a sua tipificação.
- Redução de Custos: Redução do tempo de inspeção, redução de custos significativos na organização da inspeção e inspeção efetuada com ativo em funcionamento.



Figura 3.10 - Inspeção de Infraestruturas com recurso a *drones* [35].

A inclusão de um *gps* possibilita ao *drone* a realização de voos automatizados [37].

Com o objetivo de detetar anomalias elétricas nos painéis solares, é acoplada ao *drone* uma camara termográfica, de modo a que, por exemplo, caso uma célula fotovoltaica esteja com uma temperatura elevadíssima isso seja captado pela camara de infravermelhos [37].

Dependendo da carga que o *drone* transporta, este pode dispor de 4,6 ou 8 motores elétricos, cada um acionando por uma ou duas hélices [37].

Um exemplo destes equipamentos é o *drone* PPL612F. O aparelho tem uma autonomia de voo de 40 minutos e um peso máximo de descolagem de aproximadamente 5 kg [35].

O *drone* PPL612F é caracterizado pela sua capacidade de fornecer informações em tempo real sobre a eficiência global da instalação fotovoltaico e de transmitir, se for o caso, qualquer anomalia existente no sistema [35].

3.2 Procedimentos para a correção do Problema


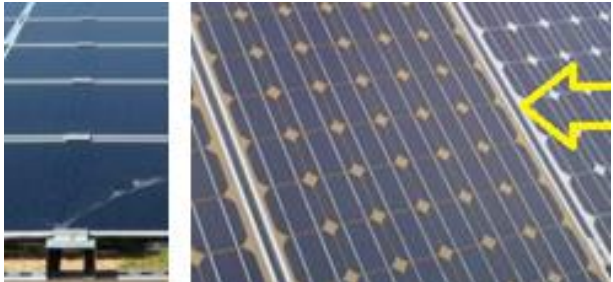
3.2.1 Painéis FV

Apesar dos painéis FV não serem a principal causa de problemas dos sistemas FV, cuidados, métodos e procedimentos de manutenção devem ser postos em prática de modo a que o desempenho dos componentes em questão seja ideal.

De seguida é apresentada uma tabela que contém todos os processos de manutenção preventiva que se devem realizar nos painéis FV.

A informação da tabela 3.1 foi baseada nos documentos [33], [11] e [32].

Tabela 3.1 - Processos de manutenção preventiva dos painéis FV.

Processo P1
<p><u>Operação de manutenção:</u> Verificar se a superfície frontal do painel FV está íntegra e limpa.</p> <p><u>Efeitos:</u> Perda de potência gerada.</p> <p><u>Reparação:</u> Limpeza do gerador FV.</p>
 <p>Figura 3.11 - Painel FV sujo [33].</p>
Processo P2
<p><u>Operação de manutenção:</u> Verificar defeitos nos painéis tais como rachaduras, lascas, laminação, vidros embaçados, vazamentos de água e descoloração.</p> <p><u>Efeitos:</u> Perda de intensidade de corrente na <i>string</i>, o que equivale a uma perda de potência.</p> <p><u>Reparação:</u> Se o painel sofreu alguma fissura, este deverá ser substituído imediatamente por um rigorosamente igual.</p>
 <p>Figura 3.12 - Imagem da esquerda: Painel danificado [33]; Imagem da direita: Painel amarelado [33].</p>

Processo P3

Operação de manutenção: Verificação da existência de vegetação próxima dos painéis FV. Este fator não só diminui ligeiramente a sua produção devido à existência de algum sombreamento, como também pode acelerar a degradação do painel sombreado.

Efeitos: O sombreamento pode diminuir consideravelmente a produção de energia elétrica.

Reparação: Podar vegetação e separar outros objetos que se considere necessário.

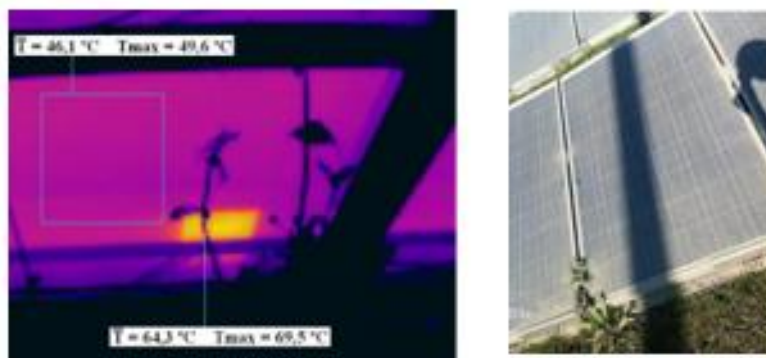


Figura 3.13 - Imagem da esquerda: Verificação da existência de sombreamento com recurso a uma câmara termográfica [33]; Imagem da direita: Verificação da existência de sombreamento [33].

Processo P4

Operação de manutenção: Verificação do estado da estruturas de suporte do painel solar fotovoltaico e a sua ancoragem, caso a ação do vento tenha alterado a pressão dos parafusos, ligações com a terra, orientação ou inclinação.

As estruturas têm de ser construídas em aço inoxidável ou ser protegidas contra a degradação (principalmente contra a oxidação) com um tratamento tal como a galvanização ou uma pintura especial.

Efeitos: O sombreamento pode diminuir consideravelmente a produção de energia elétrica.

Reparação: Podar vegetação e separar outros objetos que se considere necessário.



Figura 3.14 - Imagem da esquerda: Painéis FV com orientação diferente do que aquela que foi pensada [33]; Imagem do meio: Estrutura de suportes dos painéis FV danificada [38]; Imagem da direita: Estrutura de suporte dos painéis FV oxidada [33].

Processo P5

Operação de manutenção: Analisar visualmente todas as conexões dos painéis FV, isto é, se estas apresentam sinais de humidade e/ou se apresentam oxidação das partes metálicas. Deve-se verificar também o estado dos conectores entre as *strings*.

Efeitos: Oxidação e consequentemente perda de potência.

Reparação: Se alguma ligação apresentar oxidação, deve-se proceder à sua substituição.

Processo P6

Operação de manutenção: Comprovar se os painéis estão bem fixos à estrutura de suporte e que não existem folgas nas fixações.

Efeitos: Podem provocar vibrações por efeito do vento.

Reparação: Proceder ao correspondente aperto para dotar os painéis com estabilidade, rigidez e fixação.



Figura 3.15 - Estrutura de suporte não encaixa perfeitamente no caixilho da estrutura [33].

Processo P7

Operação de manutenção: Em época de neve devemos ter em conta que os painéis não poderão estar cobertos de neve.

Efeitos: Fará com que o gerador FV perca rendimento e por consequência perderá faturação.

Reparação: Pode-se eliminar a neve recorrendo a uma escova macia ou objeto similar.



Figura 3.16 - Painéis fotovoltaicos repletos de neve [39].

Recomendações de manutenção:

- Nos dias em que o tempo estiver claro e com poucas nuvens, é preferível limpar os painéis no início da manhã ou no final da tarde, de forma a evitar possíveis choques térmicos, resultantes da água fria sobre um painel muito quente, o que poderá danificar o vidro de cobertura do painel FV [32].
- Como é lógico, se os painéis FV estiverem em locais com muita poeira é recomendável limpá-los com maior frequência, pois períodos muito grandes sem limpeza podem refletir-se negativamente no funcionamento do sistema FV. Essa limpeza pode ser feita pelo próprio proprietário se este tiver instrução para tal.
- Para remover a camada de pó e sujidade dos painéis FV, basta lavar o painel com água. Se o painel FV estiver muito sujo ou com excrementos de pássaros, que são mais difíceis de remover, deve-se lavar os painéis com água fria e esfregar a superfície do painel com uma esponja [32].

A existência de excremento de aves faz com que haja uma perda de potência e formação de pontos quentes [11].

É de salientar que não se deve utilizar uma escova de metal para limpar a superfície do painel solar nem detergentes [32].

Uma boa prática para combater a sujidade proveniente dos excrementos dos pássaros é proceder à instalação de dispositivos "anti-pássaros" na parte superior dos painéis fotovoltaicos para impedir que os pássaros se coloquem neles e sujem com os seus excrementos [33].

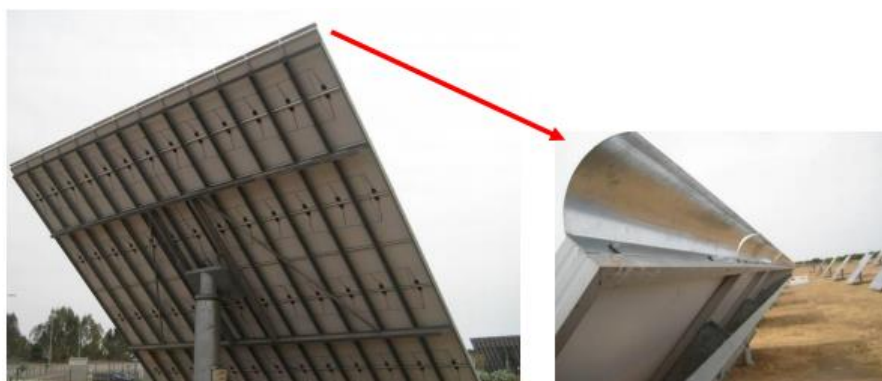


Figura 3.17 - Dispositivos "anti-pássaros" para impedir que os pássaros se coloquem nos painéis FV e sujem com os seus excrementos [33].

3.2.2 Baterias (existentes nos Sistemas Isolados)

As baterias só estão presentes em sistemas fotovoltaicos isolados, sendo que, nestes casos deve-se ter especial atenção, visto ser o componente de menor vida útil e de maiores necessidades de manutenção no sistema. As baterias geralmente são a principal causa dos problemas ocorridos nos sistemas FV isolados [2].

A informação da tabela 3.2 foi baseada nos documentos [11], [32], [33] e [40].

Tabela 3.2 - Processos de manutenção preventiva das baterias.

<p>Processo B1</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Verificar o nível do eletrólito.</p> <p><u>Efeitos:</u> No caso de descer abaixo do nível mínimo poderá ocorrer a sulfatação de placas.</p> <p><u>Reparação:</u> Acrescentar água destilada ou desmineralizada.</p> <div data-bbox="746 887 916 1066" data-label="Image"> </div> <p>Figura 3.18 - Verificação do nível do eletrólito [40].</p>
<p>Processo B2</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Verificar se o eletrólito não borbulha em demasia.</p> <p><u>Efeitos:</u> Perda de líquido, saída de ácido e sulfatação dos bornes e terminais.</p> <p><u>Reparação:</u> Verificar o regulador já que esta poderá estar a dar corrente em excesso.</p>
<p>Processo B3</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Verificar se existe eletrólito derramado na superfície da bateria (principalmente próximo dos terminais) ou no chão.</p> <p><u>Efeitos:</u> Pode provocar derivações elétricas.</p> <p><u>Reparação:</u> Limpar os salpicos de eletrólito com um pano humedecido numa dissolução de 200 gramas de bicarbonato de sódio por 1 litro de água.</p>
<p>Processo B4</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Verificar se existem Rachaduras ou deformações no invólucro da bateria (bateria “inchada”). Isto são condições que requerem a substituição da bateria afetada.</p> <div data-bbox="699 1794 925 1935" data-label="Image"> </div> <p>Figura 3.19 - Bateria inchada [41].</p>

Processo B5

Operação de manutenção: As baterias devem estar limpas, secas e livres de resíduos de eletrólitos e corrosão. A corrosão nos terminais da bateria é vista como um revestimento branco ao redor dos terminais da bateria.

Efeitos: Má conexão, podendo chegar a não carregar a bateria.

Reparação: Para limpar corretamente é necessário desconectar primeiro os terminais dos bornes, lavar com água bicarbonizada, sendo que, por vezes é necessário lixar os terminais dos bornes.

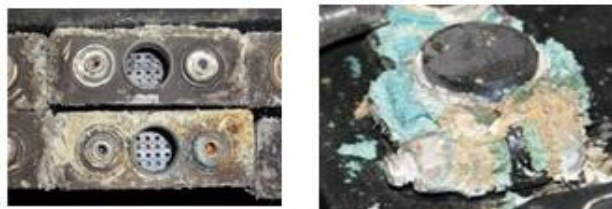


Figura 3.20 - Imagem da esquerda: Baterias com resíduos de corrosão [33]; Imagem da direita: Baterias com resíduos de eletrólito [40] .

Processo B6

Operação de manutenção: Devido ao facto das baterias libertarem gases durante o seu processo de recarga, é necessário um sistema de ventilação adequado, que também contribua para manter a temperatura de operação das baterias em temperaturas adequadas. Assim sendo, deve-se verificar se os furos das caixas ou armários que servem de abrigo às baterias se encontram desobstruídos, abertos à circulação de ar e sem a presença de vegetação, insetos ou outros pequenos animais.

Efeitos: Se o local das baterias não estiver a ser bem ventilado, há risco de explosão de gases.

Reparação: Ventilar o local.

Processo B7

Operação de manutenção: Verificar se a temperatura do local onde estão instaladas as baterias se situa entre os 10°C e os 30°C.

Efeitos: Temperaturas elevadas encurtam a vida das baterias. As baixas temperaturas reduzem a capacidade disponível.

Reparação: Substituir a bateria se a instalação for recente, senão substituir todo o conjunto.


Processo B8

Operação de manutenção: Os equipamentos eletrónicos não devem ser colocados no mesmo compartimento do que as baterias para evitar que sofram corrosão por gases ácidos das baterias. Também não devem ser instalados no mesmo compartimento das baterias os equipamentos de proteção, sendo que é comum optar-se pela utilização de fusíveis ao invés de disjuntores para a proteção das baterias [32]. Como tal, deve-se verificar, também, a existência de dispositivos de segurança, tais como fusíveis e disjuntores que estejam danificados.

3.2.3 Reguladores de Carga (existente nos Sistemas Isolados)

A informação apresentada na tabela 3.3 contém todos os processos de manutenção preventiva que se devem realizar nos reguladores de carga. Esta informação foi baseada nos documentos [32] e [11].

Tabela 3.3 - Processos de manutenção preventiva dos reguladores de carga.

<p>Processo RC1</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Deve ser feita uma leitura no painel do regulador de carga, de modo a ver se há alguma indicação de alarme ativada, informando alguma condição imprópria para o equipamento.</p>  <p>Figura 3.21 - Painel do regulador de carga [11].</p>
<p>Processo RC2</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Os reguladores de carga devem estar instalados em ambientes fechados, limpos e bem ventilados. Aquando da necessidade de alguma limpeza, um pano seco deve ser usado para limpar qualquer sujidade ou poeira acumulada.</p>
<p>Processo RC3</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Deve-se observar a ocorrência de ruídos anormais no regulador de carga.</p>
<p>Processo RC4</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Inspecionar o estado envolvente do regulador de carga, para comprovar a presença de golpes e fendas.</p> <p><u>Efeitos:</u> Perder o seu índice de proteção IP, podendo causar alguma anomalia que consiga degradar o regulador e/ou a instalação.</p> <p><u>Reparação:</u> Reparar a envolvente se necessário.</p>
<p>Processo RC5</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Inspecionar todos os terminais do regulador e verificar se estão todos bem apertados. Deve-se verificar também se não estão oxidados.</p> <p><u>Efeitos:</u> Se os terminais não estiverem bem apertados pode originar sobreaquecimento, inclusive, estabelecer-se um arco elétrico. Se os terminais se encontrarem oxidados pode originar maus contactos.</p> <p><u>Reparação:</u> Apertar os terminais e caso estes estejam “negros” devem ser limpos.</p>

3.2.4 Inversores

A informação apresentada na tabela 3.4 contém todos os processos de manutenção preventiva que se devem realizar nos reguladores de carga. Esta informação foi baseada nos documentos [11], [32] e [33].

Tabela 3.4 - Processos de manutenção preventiva dos inversores.

<p>Processo I1</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> O inversor deve estar limpo, seco, ventilado e em ambiente seguro.</p> <p><u>Efeitos:</u> Origina uma má ventilação que dará origem a um sobreaquecimento.</p> <p><u>Reparação:</u> Aquando da necessidade de alguma limpeza, um pano seco deve ser usado para limpar qualquer sujidade ou poeira acumulada.</p> <div data-bbox="663 703 855 987" data-label="Image"> </div> <p>Figura 3.22 - Inversor [33].</p>
<p>Processo I2</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Alguns inversores vêm com ventoinhas instaladas para melhorar o arrefecimento e assim obter maiores eficiências. Assim, é necessário verificar se a ventoinha se encontra suja e se os filtros da ventoinha se encontram entupidos, pois isso reduz o arrefecimento e consequentemente a eficiência.</p> <p><u>Efeitos:</u> Origina uma má ventilação o que reduz o arrefecimento e consequentemente a eficiência.</p> <p><u>Reparação:</u> Limpeza do filtro.</p> <div data-bbox="590 1393 928 1606" data-label="Image"> </div> <p>Figura 3.23 - Ventoinhas dos inversores com os filtros entupidos [33].</p>
<p>Processo I3</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Os sons (zumbidos) emitidos por alguns inversores quando em funcionamento não indicam, necessariamente, sinais de falha. Porém, deve-se inspecionar se o inversor passar a emitir um ruído anormal.</p> <p><u>Efeitos:</u> Os rolamentos estão gripados e o motor irá queimar, o que provocará um aumento da temperatura no inversor.</p> <p><u>Reparação:</u> Os ventiladores devem ser trocados.</p>

Processo I4

Operação de manutenção: Verificar se os cabos foram devidamente fixos no interior da estrutura do inversor. Por vezes, como os cabos AC têm diferentes comprimentos e alguns são demasiados curtos, os bornes estão desalinhados e os cabos não estão direitos.

Efeitos: Esta situação pode causar sobreaquecimento devido aos bornes estarem mal apertados.

Reparação: Fixar corretamente os cabos no interior da estrutura do interior.



Figura 3.24 - Bornes desalinhados e cabos tortos devido aos cabos AC serem de comprimentos diferentes [33].

Processo I5

Operação de manutenção: Leitura no *display* do inversor.

Efeitos: O *display* do inversor indica os parâmetros de funcionamento:

Tensão (V), Corrente (I), Potência (W), energia produzida (kWh), entre outros.

Reparação: Interpretar os resultados em todos os momentos. Se a instalação estiver a funcionar mal, deve-se intervir de imediato, averiguando o problema.



Figura 3.25 - *Display* do inversor [33].

Processo I6

Operação de manutenção: Comprovar visualmente a presença de fendas e óxidos que poderão degradar a envolvente.

Efeitos: Perda do índice de proteção IP e oxidações.

Reparação: Limpar a superfície.

Processo I7

Operação de manutenção: Verificar se os buçins estão convenientemente fixos e se as caixas estão bem apertados e sem folgas.

Efeitos: Entrada de humidade na caixa e falsos contactos nas ligações.

Reparação: Se se observar alguma “folga” proceder ao respetivo reaperto.

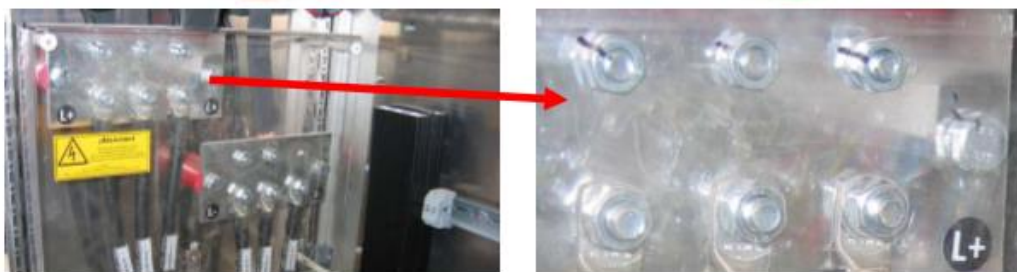


Figura 3.26 - Verificar se os buçins estão bem apertados [33].

Processo I8

Operação de manutenção: O inversor deve ser colocado preferencialmente em edifícios arrefecidos. Se os inversores forem colocados no exterior e se estiverem diretamente expostos ao sol, estes funcionam a temperaturas mais elevadas e consequentemente perdem eficiência. Neste sentido, quando os inversores estiverem instalados no exterior, tem de se verificar se estes se encontram protegidos contra a água e contra o pó.



Figura 3.27 - Inversores colocados no exterior [33].

Processo I9

Operação de manutenção: Comprovar o estado envolvente, como por exemplo a porta, borrachas de proteção, fechadura, interior do quadro, entre outros.

Os suportes devem ser construídos em materiais não inflamáveis para evitar o risco de combustão devido ao calor libertado pelos inversores.

Reparação: Substituição das partes afetadas.

Processo I10

Operação de manutenção: Verificar se os inversores respeitam as distâncias mínimas até às paredes ou até a outros objetos.

Efeitos: Se não respeitar as distâncias mínimas isso pode resultar num sobreaquecimento, reduzindo a eficiência e a vida expectável dos inversores.

Reparação: Colocar os inversores de modo a que respeitem as distâncias mínimas admissíveis até às paredes.



Figura 3.28 - O inversor não respeita as distâncias mínimas com outros objetos [33].

Processo I11

Operação de manutenção: Medir a temperatura do local onde está instalado o inversor.

Efeitos: Se a temperatura exceder os 40°C, o inversor deixará de funcionar e as proteções serão ativadas.

Reparação: Arejar, refrigerar e/ou isolar termicamente o local.

3.2.5 Caixas

A informação apresentada na tabela 3.5 contém todos os processos de manutenção preventiva que se devem realizar nas caixas. Essa informação foi baseada nos documentos [11], [32] e [33].

Tabela 3.5 - Processos de manutenção preventiva das caixas de ligação.

<p>Processo C1</p> <p><u>Operação de manutenção:</u> Verificar a integridade das caixas. Caso elas estejam expostas ao tempo, é muito importante verificar o seu estado especialmente após a ocorrência de eventos climáticos agressivos (por exemplo após uma forte tempestade, pode ter entrado água dentro das caixas). Se alguma caixa estiver avariada, furada ou deformada, deve ser substituída o mais rápido possível para prevenir a entrada de sujidade ou água dentro da caixa.</p> <p><u>Efeitos:</u> Entrada de humidade, possibilidade de oxidação dos contactos e falhas nas conexões.</p> <p><u>Reparação:</u> Caso se observe que não exista estanquicidade da caixa, deve-se utilizar silicone para esse efeito.</p> <div data-bbox="588 878 927 1254" data-label="Image"> </div> <p>Figura 3.29 - Caixa deformada [33].</p>
--

Processo C3

Operação de manutenção: Verificar se os sensores de temperatura e ventoinhas estão a funcionar para o correto arrefecimento das caixas de ligação quando contêm componentes elétricos.



Figura 3.31 - Presença de uma ventoinha na caixa [33].

Processo C4

Operação de manutenção: Analisar os fusíveis de cada uma das *strings*.

Efeitos: A *string* fica sem corrente, e consequentemente a produção diminui.

Reparação: Deve-se utilizar um multímetro para verificar se o fusível está ou não danificado.

Caso surja no multímetro o valor zero (na escala da resistência) quer dizer que está em bom estado. Caso no multímetro surja “OL” ou “1”, quer dizer que o fusível está danificado e tem de se proceder à troca.

É de extrema relevância saber que, sempre que se manuseie um quadro de proteções, se deve abrir ou desligar o interruptor geral desse mesmo quadro.



Figura 3.32 - Fusível amarelado [33].

Processo C5

Operação de manutenção: Analisar o estado dos descarregadores de sobretensões.

Efeitos: Riscos de descargas atmosféricas.

Reparação: Verificação visual do mesmo. Substituição do descarregador.

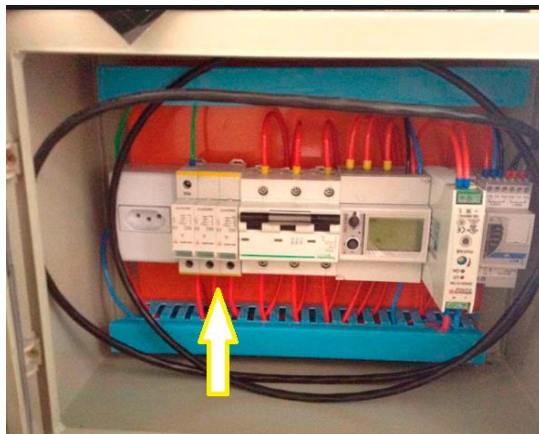


Figura 3.33 - Descarregador de sobretensão [33].

Processo C6

Operação de manutenção: Verificar se os buçins estão convenientemente fixados às caixas (bem apertados e sem folgas).

Efeitos: Entrada de humidade na caixa e falsos contactos nas conexões.

Reparação: Caso se verifique alguma “folga” dos mesmos proceder ao respetivo aperto.

Processo C7

Operação de manutenção: Comprovar o estado envolvente da caixa, como por exemplo, a porta, borrachas de proteção, fechadura, interior da caixa entre outros.

Efeitos: Perda do índice de proteção.

Reparação: Substituição das partes afetadas.




Figura 3.34 - Caixa danificada [33].

3.2.6 Cablagem

A informação apresentada na tabela 3.6 contém todos os processos de manutenção preventiva que se deve inspecionar ao nível da cablagem. Essa informação foi baseada nos documentos [11], [32] e [33].

Tabela 3.6 - Processos de manutenção preventiva da cablagem.

<p>Processo Cb1</p> <p><u>Operação de Manutenção:</u> É importante assegurar que os encaixes, conectores e os cabos estão devidamente colocados. Deve-se examinar a ocorrência de ligações frouxas, quebradas e oxidadas, sendo que, quando for necessário deve-se limpá-las e apertá-las.</p> <p>Normalmente, os conectores têm de ser todos do mesmo modelo e fabricante para garantir uma boa ligação entre eles. Apesar de alguns modelos parecerem que encaixam uns nos outros, a ligação entre eles pode não ser boa, podendo causar um arco elétrico, que por sua vez pode aumentar a temperatura e causar avaria nos equipamentos.</p> <div data-bbox="292 974 1370 1164">  </div> <p>Figura 3.35 - Imagem da esquerda: Encaixe mal colocado onde o condutor está à mostra [33]; Imagem do meio: Conector carbonizado devido a uma má ligação [33]; Imagem da direita: Mau encaixe entre conectores [33].</p>
<p>Processo Cb2</p> <p><u>Operação de Manutenção:</u> Conferir se os cabos foram devidamente instalados (conforme os cálculos de dimensionamento).</p>

A ficha de inspeção técnica preventiva (referente aos processos anteriormente mencionados) a ser utilizada quer nas instalações FV isoladas, quer nas instalações FV ligadas à rede, encontram-se no anexo A2 e A3, respetivamente.

3.2.7 Procedimentos de Manutenção em Grandes Centrais Fotovoltaicas

De uma forma geral, os equipamentos de proteção de centrais FV devem atuar quando detetadas condições anormais de tensão ou de frequência da rede elétrica, desconectando a central FV, para garantir a segurança das pessoas e evitar danos aos equipamentos conectados com a rede.

A manutenção preventiva (e corretiva) das centrais FV é algo mais crítico e que merece fundamental atenção.

Dependendo da potência e da característica da instalação da central FV, podem existir diversas configurações para definir como a manutenção preventiva deve ser feita, como indicado a seguir [32]:

- Responsável pela manutenção: Pode ser o investidor, o instalador ou uma empresa de manutenção especializada.
- Presença da equipa de manutenção: Pode ser necessária presença contínua, intermitente ou apenas quando os incidentes acontecem.
- Sistema de monitorização (controlo e supervisão): Pode ser um sistema avançado, simples ou somente com as informações fornecidas pelo inversor. Um sistema de monitorização bem implementado para a central pode significar grandes economias na manutenção corretiva, já que há possíveis defeitos que podem ser detetados a tempo de evitar falhas mais sérias.
- Sistemas de vigilância: Pode ser pessoal, por sistema remoto ou ambos. A reparação ou substituição de equipamentos e outros possíveis problemas na central FV devido a ladrões ou vândalos pode significar um alto custo. Neste sentido, é importante procurar evitar, tanto quanto possível, este tipo de incidentes e por isso é aconselhável recorrer a um sistema de vigilância.

Também é aconselhável para este tipo de centrais, contratar um seguro que cubra todos os efeitos decorrentes de eventos meteorológicos, roubo ou possíveis danos devido ao vandalismo. Há seguros também que cobrem inclusive perdas de produção de energia.

Caso as atividades de operação e manutenção da central sejam feitas por empresas não especializadas (por exemplo um grupo de funcionários da empresa proprietária da central FV), é necessário que os responsáveis pela manutenção sejam ensinados, treinados e supervisionados na manutenção, pois a reparação de possíveis falhas ou colapsos deve ser feita rápida e o mais eficientemente possível.

Recomenda-se que o responsável pelas atividades da operação e manutenção tenha habilidades tanto a nível funcional, ou seja saber realizar as atividades no que toca à manutenção das centrais FV, quanto em relação à documentação (atualizar os registos de manutenção de incidentes, entre outros registos).

Nas centrais FV deve-se ter especial atenção no que toca à gestão dos *stocks*, pois uma má gestão do *stock* de peças de reposição pode levar a que a central FV fique dias completos sem produzir energia. Neste sentido, é necessário ter sempre uma lista atualizada de todas as peças de reposição para a central, e assegurar que há quantidade suficiente de cada uma em *stock*.

3.3 Verificação do Correto Funcionamento do Sistema FV-Kits de Teste

Neste subcapítulo serão apresentados os diferentes *kits* de teste utilizados como procedimentos de controlo de qualidade.

Estes *kits* de teste podem ser divididos dependendo do local da instalação onde se irão realizar. Assim temos:

- Testes às *strings*;
- Testes individuais a painéis FV: Estes testes podem ser realizados fora do local, ou no local da instalação FV;
- *Kits* de teste para qualificação do desempenho global do sistema FV.

3.3.1 Kits de teste às *strings*

Dos diferentes tipos de teste que se podem realizar às *strings*, salientam-se as medições da tensão de circuito aberto (Voc) por *string* e a medição da corrente de curto-circuito (Isc) por *string*.

É de realçar que estes *kits* de testes geralmente são realizados em sistemas fotovoltaicos de menor dimensão dado ser uma técnica manual.

3.3.1.1 Procedimentos de medição da tensão de circuito aberto (Voc) numa *string*

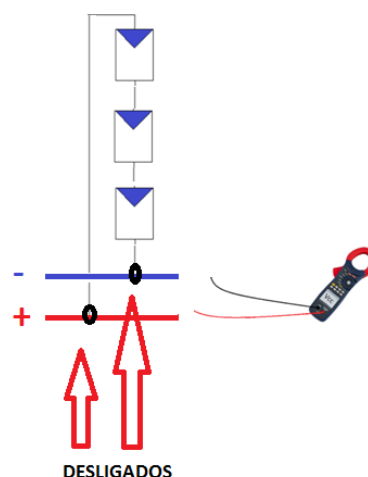


Figura 3.36 - Medição da tensão de circuito aberto Voc por *string* [32].

Para uma avaliação simplificada, em sistemas formados por mais do que uma *string* de painéis, pode-se apenas pedir a Voc por *string* e comparar com os valores medidos nas restantes (que devem ser equiparáveis). No caso de se pretender uma medição mais correta, deve-se multiplicar o Voc especificado pelo fabricante pelo número de painéis conectados em série, e compará-lo com o valor medido da tensão de circuito aberto [32].

Para proceder à medição da tensão em circuito aberto basta desconectar a *string* do inversor e medir com um voltímetro, como apresentado na figura 3.36.

Como já foi estudado em inúmeras cadeiras do curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, sabe-se que a temperatura especificada nas STC, *Standard Test Conditions*, é de 25 °C e que a V_{oc} varia conforme a temperatura das células [32]. Neste sentido, aquando do funcionamento dos painéis FV a outra temperatura que não seja 25 °C, é necessário corrigir o valor V_{oc} , como apresentado no exemplo que se segue.

Pergunta: Qual a tensão de circuito aberto (V_{oc}) para uma irradiância de 400 W/ m² a uma temperatura de 0°C?

Dados:

- Valores *Standard* (STC): Irradiância (H) = 1000 W/ m² e $T_a = 25\text{ °C}$;
- NOCT = 47 °C;
- $V_{oc}(25\text{ °C}) = 37.4\text{ V}$;
- $B(V_{oc}) = -0.35\% * V_{oc}(25\text{ °C}) = -0.1309\text{ V/°C}$;
- Irradiância da folha de características = 800 W/ m².

Fórmulas:

$$T_c = T_a + H \frac{NOCT-20}{\text{Irradiância da folha de características}}, \quad (3.1)$$

$$V_{oc}(0\text{ °C}) = B(T_c(0\text{ °C}) - 25) + V_{oc}(25\text{ °C}), \quad (3.2)$$

onde H (W/ m²) é a irradiância vigente no momento da temperatura T_a , T_a é a temperatura ambiente (°C), T_c é a temperatura ambiente corrigida (°C), B é o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura, e finalmente o NOCT, que corresponde à temperatura para a qual são retiradas as características dos painéis FV.

Resolução

Para saber a V_{oc} nas condições desejadas (para uma irradiância de 400 W/ m² a uma temperatura de 0°C), tem de se proceder à alteração de V_{oc} mediante a radiação (que passa de 1000 W/ m² para 400 W/ m²) e a temperatura (que passa de 25 °C para 0 °C). Assim tem-se:

$$T_c(0\text{ °C}) = 0\text{ °C} + 400 * \frac{47-20}{800} = 13.5\text{ °C}, \quad (3.3)$$

$$T_c(25\text{ °C}) = 25\text{ °C} + 1000 * \frac{47-20}{800} = 58.75\text{ °C}, \quad (3.4)$$

$$V_{oc}(0\text{ °C}) = V_{oc}(25\text{ °C}) - B(T_c(0\text{ °C}) - 25) = 37.4 - [-0.1309 * (13.5 - 25)] = 38.9\text{ V}. \quad (3.5)$$

Conclusões: Quanto menor for a temperatura², maior será a tensão de circuito aberto (V_{oc}).

² A temperatura do painel FV deve ser medida simultaneamente à medida de V_{oc} , com o auxílio de um termómetro infravermelho [32].

3.3.1.2 Procedimentos de medição da corrente de curto-circuito (I_{sc}) de uma *string*

Para se proceder a esta medição pode-se utilizar um amperímetro em série ou um alicate amperímetro, sendo este último o mais seguro. Assim, deve-se colocar a ponta do alicate no terminal positivo e outra no terminal negativo de forma a curto circuitar os terminais, como se pode ver na figura 3.38 [32].

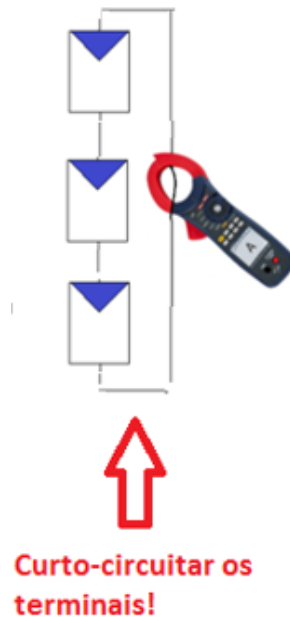


Figura 3.37 - Medição da corrente de curto-circuito (I_{sc}) numa *string* [32].

Ao abrir ou fechar circuitos de elevada corrente contínua devem ser tomados cuidados especiais, pois os arcos elétricos DC são difíceis de extinguir, podendo causar sérios danos ao equipamento [32].

Tal como acontece nas medições de tensão de circuito aberto, para uma avaliação simplificada, em sistemas formados por mais do que uma *string* de painéis, pode-se apenas pedir a I_{sc} por *string* e comparar com os valores medidos nas restantes (que devem ser equiparáveis). No entanto, se se pretender uma medição mais correta, deve-se comparar a I_{sc} especificada pelo fabricante com o valor medido. [32]

A irradiância especificada nas *STC*, *Standard Test Conditions* é de 1000 W/m^2 e a I_{sc} varia conforme a irradiância [18]. Assim, uma vez que as condições de irradiância no momento da medida são arbitrárias, para uma avaliação mais consistente é necessário corrigir a I_{sc} fornecida pelo fabricante, para a irradiância vigente no momento. Essa correção faz-se recorrendo às fórmulas da correção da temperatura da página 56 e à seguinte:






$$I_{sc}(T_c) = I_{sc}(25^\circ\text{C}) + \alpha(T_c - 25), \quad (3.6)$$

onde α corresponde ao coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura.

O valor da irradiância deve ser medido simultaneamente à I_{sc} e pode ser feito recorrendo a vários instrumentos construídos para esse efeito.

Alguns desses instrumentos são apresentados na tabela 3.7.

Tabela 3.7 - Instrumentos utilizados para medir a irradiância solar [2].

Instrumento	Características	Ilustração
Piranómetro	Este aparelho mede a irradiação solar sobre uma superfície plana com uma elevada exatidão [2].	 <p>Figura 3.38 - Piranómetro [43].</p>
Actinógrafo	Este aparelho mede e também regista a irradiação global [2].	 <p>Figura 3.39 - Actinógrafo [2].</p>
Heliógrafo	Aparelho que mede e regista o número de horas de sol [2].	 <p>Figura 3.40 - Heliógrafo [2].</p>
Pirheliómetro	Aparelho que mede e regista a irradiação direta normal [2].	 <p>Figura 3.41 - Pirheliómetro [2].</p>
Solarímetro portátil	Aparelho que mede a irradiação solar. Alta precisão, rapidez e de fácil leitura.	 <p>Figura 3.42 - Solarímetro portátil [32].</p>

É de relembrar que, durante as medições de I_{sc} é importante observar o medidor de irradiância solar, e ter em conta simplesmente as medidas estáveis [32]. Outro fator a ser considerado é a limpeza dos painéis, pois a presença de sujidade nos painéis fornecem uma corrente elétrica menor.

No final, para o cálculo da corrente I_{sc} do painel “como um todo”, a I_{sc} medida deve ser comparada com a I_{sc} fornecida pelo fabricante, corrigido e multiplicado pelo número de *strings*.

A ficha de inspeção técnica preventiva dos registos das tensões de circuito aberto (V_{oc}) e das correntes de curto-circuito (I_{sc}) das *strings* encontram-se no anexo A4.

3.3.2 Kits de teste individuais a painéis solares

Dos diferentes tipos de teste que se podem realizar aos painéis solares, salientam-se as medições da tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a medições de corrente de curto-circuito (I_{sc}).

Como foi dito anteriormente, é de salientar que estes *kits* de testes geralmente são realizados em sistemas fotovoltaicos de menor dimensão dado ser uma técnica manual.

3.3.2.1 Procedimentos de medição da tensão de circuito aberto (V_{oc}) num painel fotovoltaico

Caso tenha sido observado um painel FV ou uma *string* FV não apresentou a tensão esperada, ou que uma *string* apresentou um valor diferente das demais, deve-se medir individualmente a V_{oc} dos painéis dessa *string* para verificar onde se pode encontrar o problema.

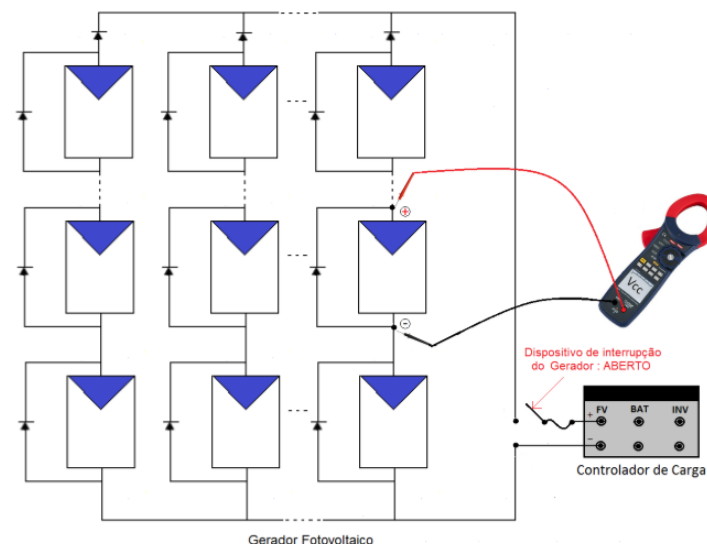


Figura 3.43 - Medição da tensão de circuito aberto V_{oc} por painel FV [32].

O voltímetro DC deve ser colocado, como mostra na figura 3.43, entre os terminais positivo e negativo do painel FV, não havendo necessidade de desconectar os painéis do conjunto, se

as series estiverem isoladas, ou se forem dotadas de diodo de bloqueio. Assim, a medida deve ser feita diretamente nos terminais do painel no interior da caixa (que deve ser tida com especial atenção para não se quebrar e para ser mantida o menos tempo possível aberta para evitar a penetração da humidade) [32].

No final das medições, a Voc medida para cada painel deve ser comparada com as especificações do fabricante, com a devida correção da temperatura (fórmulas 3.1 e 3.2).

3.3.2.2 Procedimentos para medir a corrente de curto-circuito (I_{sc}) num painel FV

Caso se tenha observado que o painel ou uma *string* fotovoltaica não apresentou a I_{sc} esperada, ou que uma *string* apresentou valor diferente das demais, deve-se medir individualmente a I_{sc} dos painéis dessa *string* para verificar onde se pode encontrar o problema.

Caso se utilize um alicate amperímetro, pode-se utilizar um cabo para conectar os terminais negativos e positivos de cada módulo, como apresentado na figura 3.44. Não há necessidade de desconectar os painéis do conjunto, se as series estiverem isoladas, ou se forem dotadas de diodo de bloqueio.

Como o mencionado anteriormente, no momento do teste deve-se medir simultaneamente o valor da irradiância.

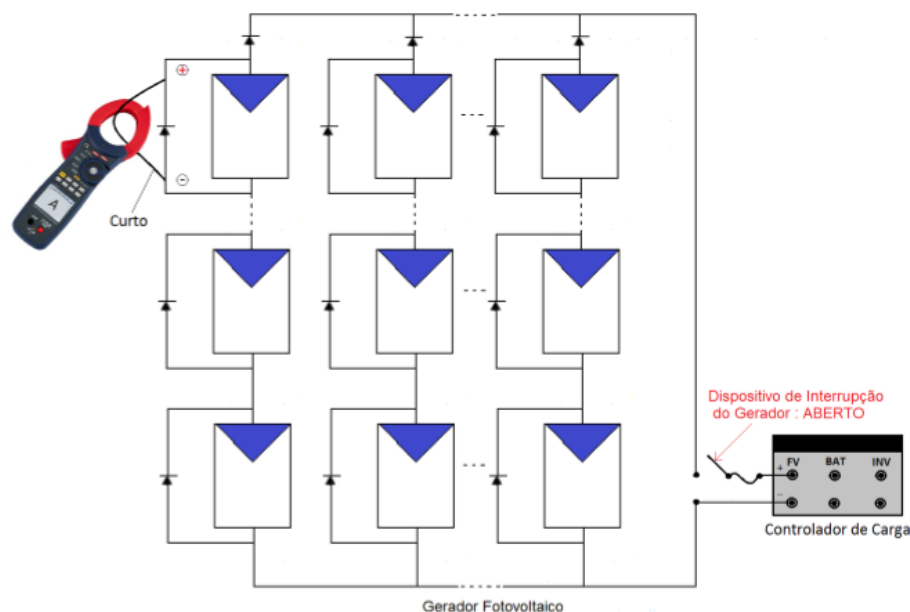


Figura 3.44 - Medição da corrente de curto-circuito (I_{sc}) num painel FV [32].

A ficha de inspeção técnica preventiva dos registos das tensões de circuito aberto (Voc) e das correntes de curto-circuito (I_{sc}) dos painéis FV encontram-se no anexo A5.

3.3.3 Kits de teste para qualificação do desempenho global do sistema fotovoltaico.

Os responsáveis pela realização da manutenção de sistemas FV podem recorrer a uma série de procedimentos de diagnóstico para determinar a(s) causa(s) que provocam o défice de produção de energia numa instalação fotovoltaica.

De seguida apresentam-se alguns dos testes utilizados para a qualificação do desempenho global do sistema FV:

3.3.3.1 Fator de qualidade do sistema fotovoltaico (*Performance Ratio*)

A informação apresentada de seguida foi baseada no documento [44].

A *Performance Ratio* (PR) é uma medida de qualidade de um sistema fotovoltaico e portanto, frequentemente descrita como um fator de qualidade.

A *Performance Ratio* (PR) é fornecida em percentagem e designa a relação entre a energia real e a energia esperada do sistema fotovoltaico. Neste sentido, a PR mostra a proporção de energia que está realmente disponível para exportação para a rede após a dedução de perdas de energia (por exemplo, devido a perdas térmicas) e do consumo de energia para a operação.

Quanto mais o valor de PR se aproximar de 100%, mais eficientemente será a respetiva instalação fotovoltaica. Contudo, na realidade, um valor exato de 100% nunca poderá ser alcançado, pois há perdas inevitáveis que surgem com o funcionamento da instalação fotovoltaica (como por exemplo, perdas térmica devido ao aquecimento dos painéis fotovoltaicos...). As instalações FV podem atingir uma taxa de desempenho PR até 80%.

A PR tem como função informar o usuário da instalação FV acerca da eficácia energética e da fiabilidade do seu sistema. Neste sentido, com a *Performance Ratio*, o usuário pode comparar a rentabilidade do seu sistema fotovoltaico com o de outros sistemas FV.

A determinação da PR em intervalos fixos oferece ao operador a possibilidade de um controlo de progressão e rendimento: Se for assumido que o sistema fotovoltaico está a funcionar otimamente ao ser comissionada e que, portanto o valor inicial para a PR é de aproximadamente 100%, a determinação de outros valores de PR com o tempo permite detetar desvios. Neste sentido, desvios do valor PR na forma de valores abaixo do intervalo normal indicam possível falha no sistema fotovoltaico.

Para poder calcular o valor de PR é necessário conhecer o valor de diferentes variáveis, tais como:

- Valores de irradiação solar para o local da instalação fotovoltaica (pode-se determinar estes valores recorrendo a um aparelho de medição que mede a irradiação solar vigente na instalação FV);
- Área da instalação fotovoltaica;
- Eficiência dos painéis fotovoltaicos. A eficiência do painel pode ser consultado na folha de características do respetivo.

O período de análise ideal para o cálculo de PR é de 1 ano. No entanto, também se pode selecionar períodos de tempo mais curtos. De qualquer das maneiras tem de selecionar no

mínimo um período de observação de 1 mês, para se certificar de que as condições ambientais como temperaturas baixas e existência de sombras sobre o painel fotovoltaico e/ou sobre o aparelho de medição não influenciam o cálculo [31].

Requisitos para o cálculo de PR: Se se utilizar um aparelho de medição que mede a irradiação solar direta, o painel fotovoltaico e o aparelho de medição têm de estar alinhados, para que se possa calcular o valor PR correto. Deve-se assegurar de que os painéis fotovoltaicos e o aparelho de medição estejam expostos às mesmas quantidades de irradiação solar incidente e às mesmas temperaturas [31].

O cálculo manual³ deve ser visto como uma alternativa. Assim, se se pretender calcular a *Performance Ratio* manualmente deve-se proceder conforma se segue.

Tabela 3.8 - Informações necessárias para o cálculo manual da PR [44].

Período em análise (ano)	O período em análise é pré-determinado pelo usuário, contudo, o período de análise ideal é de 1 ano.
Irradiação solar medida no período em análise (kWh/ m²)	Para determinar estes valores, necessita dos valores de irradiação fornecidos pelo aparelho de medição utilizado.
Área da superfície do gerador do sistema FV (m²)	A área do gerador do sistema fotovoltaico deve ser conhecido.
Eficiência dos painéis fotovoltaicos (%)	A eficiência dos painéis do sistema fotovoltaico encontram-se na folha de características do mesmo.
Energia Real Produzida pelo Sistema (kWh/ano)	Realiza-se uma medida de energia no contador da instalação FV no final do período em análise (geralmente de 1 ano).
Valor Esperado de Energia a ser produzida pelo Sistema (kWh/ano)	Estes valores são estimados multiplicando a irradiação solar incidente (anual) na superfície do gerador do Sistema FV pela eficiência dos painéis do Sistema FV

Fórmula para cálculo manual:

$$PR = \frac{\text{Energia Real Produzida pelo Sistema (KWh/ano)}}{\text{Valor Esperado de Energia a ser produzida pelo Sistema (KWh/ano)}}, \quad (3.7)$$

onde a energia real produzida pelo sistema é medida no contador da instalação FV no final do período em análise (geralmente de 1 ano) e o valor esperado de energia a ser produzida pelo sistema no período em análise é estimado multiplicando a irradiação solar incidente (anual) na superfície do gerador do sistema FV pela eficiência dos painéis do Sistema FV (como foi mencionado na tabela 3.8).

³ O cálculo da PR pode ser feita manualmente ou automaticamente.

De seguida é apresentado um problema de forma a demonstrar como é realizado o cálculo manual da PR.

Dados:

- Período de análise: 1 ano;
- Irradiação solar média medida em 1 ano em Portugal: 1840 kWh / m²;
- Área da superfície do gerador da instalação fotovoltaica: 10 m²;
- Eficiência dos painéis fotovoltaicos: 15%;
- Energia Real Produzida pelo Sistema: 2030 kWh.

Resolução:

- 1) O valor de irradiação média medida é extrapolado para a área da instalação fotovoltaica da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Irradiação solar medida(annual)} \times \text{área da superfície do gerador FV} \\ = 1840 \times 10 = 18400 \text{ KWh.} \end{aligned} \quad (3.8)$$

- 2) De seguida, para calcular o valor esperado de energia produzida pelo sistema, basta multiplicar o valor da irradiação solar medida (equação 3.8) pela eficiência dos painéis fotovoltaicos.

$$\begin{aligned} \text{Energia esperada a ser produzida pelo sistema} &= 18400 \text{ KWh} \times 15\% \\ &= 2760 \text{ KWh.} \end{aligned} \quad (3.9)$$

- 3) Finalmente procede-se ao cálculo de PR. Para o período de análise selecionado, a energia esperada a ser produzida pelo sistema era de 2760 kWh, o que corresponderia a uma *Performance Ratio* de 100 %. No entanto, o sistema FV só produziu 2030 kWh de energia.

A diferença entre o valor esperado de energia a ser produzida pelo sistema FV e o valor real, representa a PR.

$$\text{Assim tem-se que } PR = \frac{2030 \text{ KWh}}{2760 \text{ KWh}} = \text{aproximadamente } 74\%.$$

Conclusões:

O valor PR é de aproximadamente 74%. Isto significa que, aproximadamente 26% da energia solar incidente no período de análise perdeu-se devido a circunstâncias tais como perda de condução, perda térmica ou, por exemplo, defeitos nos componentes. Tendo isto, a PR atua como indicador, podendo solicitar uma inspeção mais detalhada da instalação fotovoltaica de forma que, por exemplo, a sujidade dos painéis fotovoltaicos seja removida ou os componentes defeituosos possam ser reparados ou substituídos.

3.3.3.2 Traçador de Curvas I-V

As curvas I-V estão presentes em todas as folhas de características dos painéis FV.

De uma forma simples de explicar, essas curvas permitem conhecer a “saúde” e a capacidade funcionamento de um painel ou de um sistema FV, fornecendo uma informação muito mais detalhada do que os métodos de teste elétricos tradicionais (subcapítulos 3.3.1 e 3.3.2).

A curva I-V (corrente e tensão) e P-V (potência e tensão) das células FV são na figura 3.45.

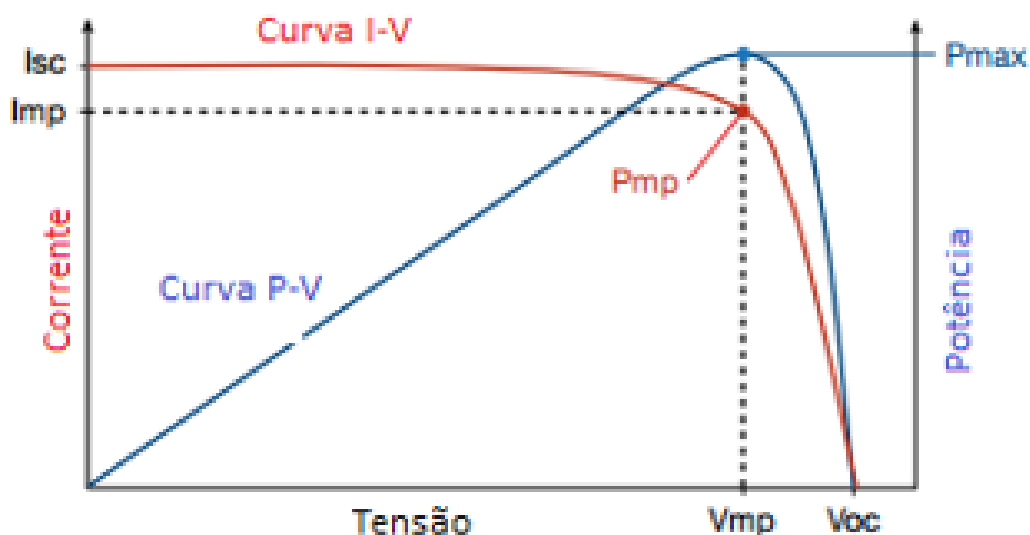


Figura 3.45 - Curvas I-V e P-V das células FV [45].

Onde:

- I_{sc} - Corrente de curto-circuito;
- V_{oc} - Tensão de circuito aberto;
- P_{max} - Potência máxima;
- I_{mp} - Corrente correspondente ao P_{max} ;
- V_{mp} - Tensão correspondente ao P_{max} .

O ponto de potência máxima (P_{mp}) da curva I-V está localizado no joelho da curva I-V.

A curva I-V de um dado painel fotovoltaico pode ser escalonada para representar uma *string* ou o sistema FV.

Quando os painéis são colocados em série, as curvas I-V são “empilhadas” horizontalmente. O mesmo não acontece quando os painéis são colocados em paralelo, onde neste caso as suas curvas I-V são “empilhadas” verticalmente.

A curva I-V global resultante e o ponto de potência máxima são a soma horizontal e vertical dos “blocos de construção” individuais, como se pode ver na figura 3.46 [45]:

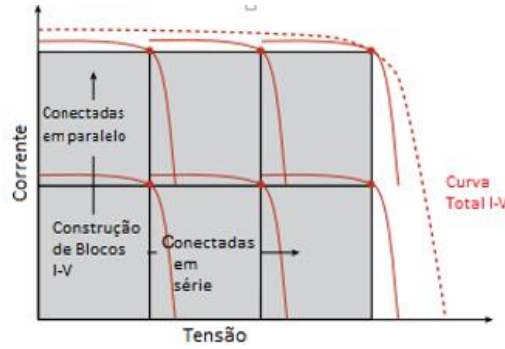


Figura 3.46 - Escalonamento da curva I-V de um painel para representar uma *string* ou o sistema FV [45].

Seguimento da máxima potência

Como se pode verificar na figura 3.47, para um determinado nível de irradiação solar tem-se a curva 1, existindo um ponto de máxima potência (MPP - *maximum power point*) que pode ser extraída do painel FV. No entanto, para outro nível de irradiação solar, a característica I-V é dada pela curva 2, e aí tem-se um outro ponto de máxima potência fornecido pelo painel.

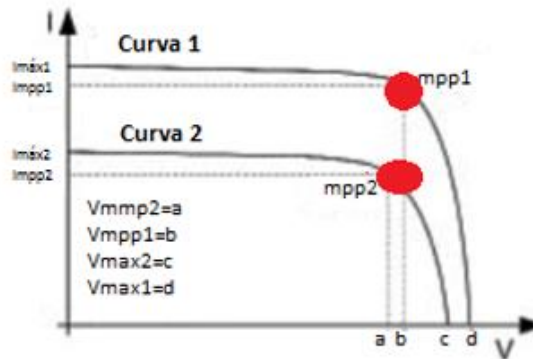


Figura 3.47 - Localização do ponto de máxima potência em duas curvas I-V distintas [46].

É necessário determinar a corrente a ser solicitada pelo painel conforme o nível de irradiação solar, e isso é realizado implementando um seguidor de máxima potência, o MPPT.

O modelo do painel fotovoltaico dá-se pela obtenção das suas características elétricas e a partir daí pelo cálculo das resistências R_s e R_p , onde estes podem ser obtidos por [46]:

$$R_s = \frac{V_{oc} - V_{mp}}{I_{mpp}}, \quad (3.10)$$

$$R_p = \frac{V_{oc}}{I_{sc} - I_{mp}}, \quad (3.11)$$

onde o R_s representa a resistência em série e R_p representa a resistência em paralelo.

Um modelo simples para um painel FV é apresentado de seguida:

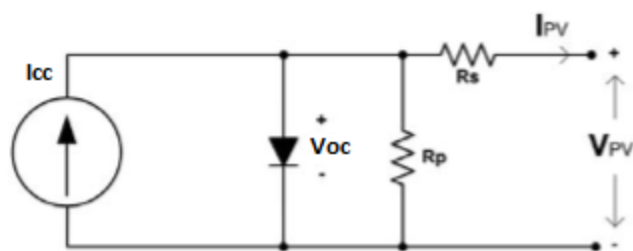


Figura 3.48 - Esquema simples de um painel fotovoltaico [46].

A obtenção dos parâmetros do painel FV é importante para a sua caracterização e posterior operação no ponto de máxima potência.

Tendo o circuito da figura 3.48, é possível extrair os dados da tensão e da corrente do painel por variação da resistência, fechando o circuito em curto-circuito sobre uma resistência variável, como apresentado na figura 3.49. Isso vai permitir traçar a corrente I-V do painel FV.

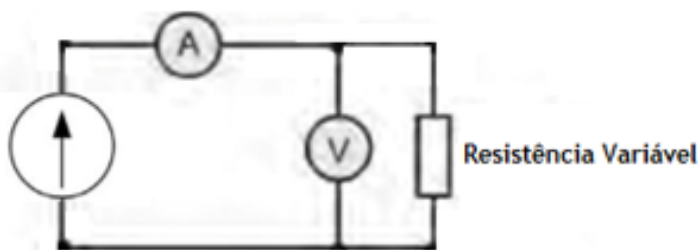


Figura 3.49 - Modelo teórico para extrair dados de tensão e corrente do painel [46].

De uma forma muito simples de explicar, o traçador de curvas I-V varia a resistência R_s desde 0 até ao infinito, tal como mostra a figura 3.50.

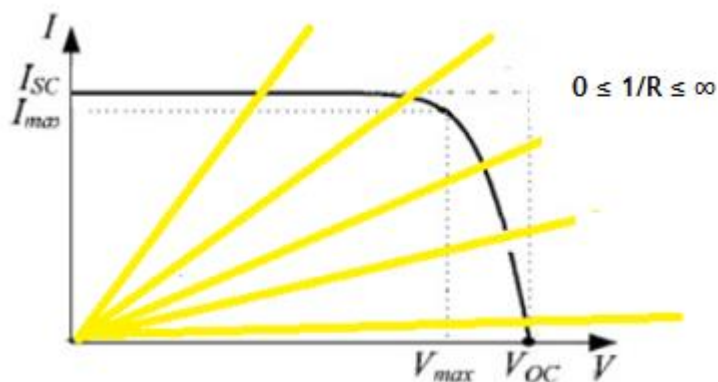


Figura 3.50 - Variação de R_s .

Diagrama de blocos do traçador

O traçador de curvas I-V para painéis FV é constituído por diversos estados, como ilustrado na figura 3.51.

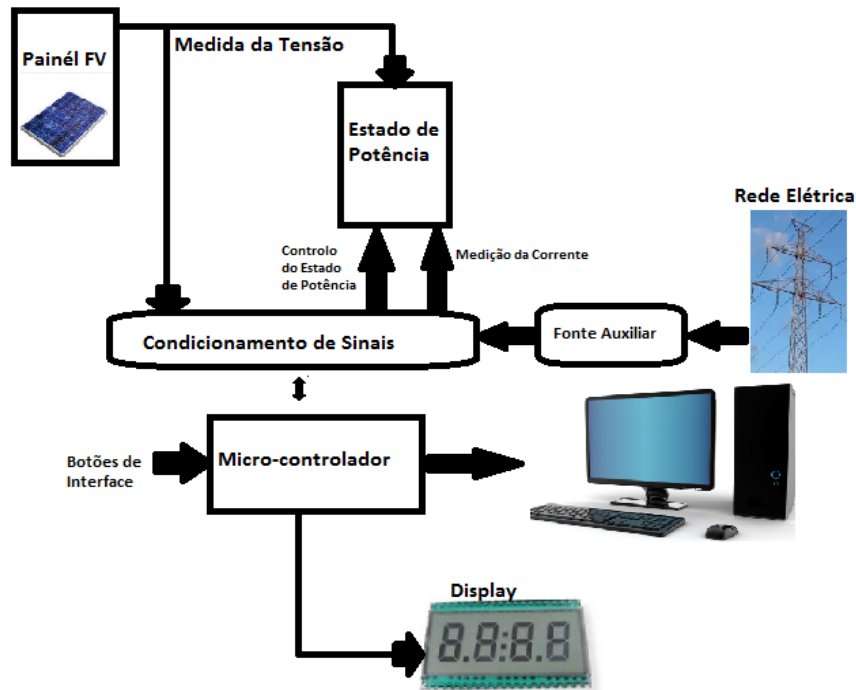


Figura 3.51 - Diagrama de blocos do traçador de curvas I-V [46].

O elemento central trata-se de um microcontrolador, responsável pelo controlo das variáveis elétricas, enviando posteriormente os dados adquiridos para um computador com o objetivo de obter graficamente o comportamento do painel FV com as variações de carga e também determinar a região de máxima potência.

Em síntese os blocos do diagrama da figura 3.51 são [46]:

- Painel fotovoltaico: Elemento que será caracterizado pelo sistema, podendo ser um painel individual ou um conjunto de painéis;
- Estado de potência: Circuito responsável por provocar a variação de corrente no painel fotovoltaico, comportando-se como uma carga variável;
- Fonte auxiliar: Circuito responsável por fornecer as tensões de alimentação aos diversos estados do sistema;
- Condicionamento de sinais: Circuitos eletrónicos para condicionar as variáveis medidas quer da tensão quer da corrente do painel;
- Microcontrolador: Sistema microcontrolado responsável pelo gerenciamento dos diversos elementos do sistema, interface com o usuário e comunicação com o microcomputador.
- Microcomputador: elemento responsável por receber os dados medidos pelo sistema e então traçar as curvas característica (I-V) dos painéis ensaiados, além de calcular os principais parâmetros do painel.

Na prática: Como conectar um traçador I-V a um painel FV

- 1º) Ligar o sensor da temperatura e da irradiância ao painel FV e ao traçador I-V.
- 2º) Conectar os condutores positivos e negativos da caixa de proteções ao traçador I-V.
Nunca se pode conectar inicialmente os painéis FV ao traçador estando o circuito fechado. Assim, se se estiver a trabalhar com uma caixa de proteção manual, deve-se abrir o interruptor (circuito aberto).
- 3º) Desligar no quadro elétrico da instalação os fusíveis para trabalhar com segurança
- 4º) Ligar o conector positivo e negativo do painel FV que queremos analisar à caixa de proteções, tendo em conta as polaridades.
- 5º) Tendo as conexões todas feitas, deve-se fechar o interruptor (existente na caixa de proteções).
- 6º) Leitura da curva I-V no traçador I-V.

Interpretação da Curva I-V

Com o objetivo de identificar possíveis problemas usando um traçador de curva I-V, os técnicos precisam de ser “treinados” para entender qual a causa que leva a curva I-V a ser diferente do espectável. Neste sentido, pode acontecer que [47]:

- A curva I-V medida apresenta uma corrente diferente do que a prevista;
- A curva I-V perto de I_{sc} tem maior inclinação do que a prevista;
- A curva I-V perto de V_{oc} tem menor inclinação do que a prevista;
- A curva I-V tem entalhes ou degraus;
- A curva I-V tem um valor de V_{oc} diferente da prevista.

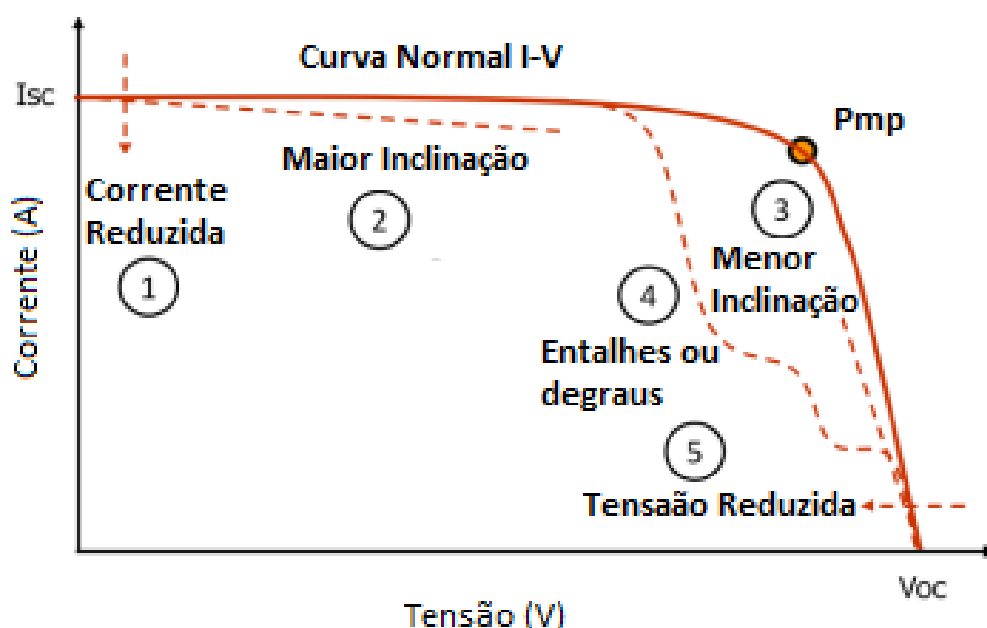
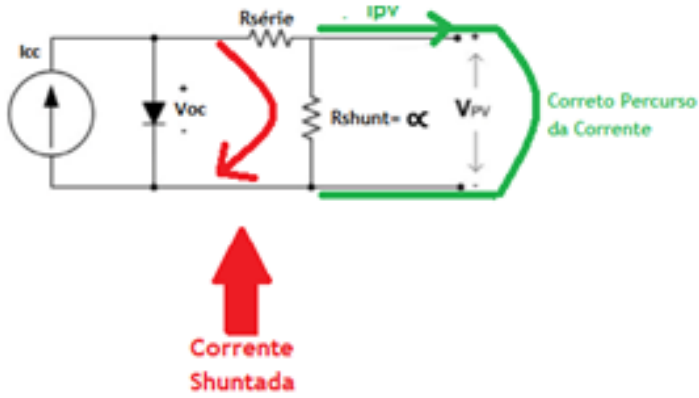


Figura 3.52 - Possíveis aspetos da curva I-V [47].

Tabela 3.9 - Interpretação das possíveis curvas I-V [45], [47].

Interpretação Curva I-V	Causas
<p>Corrente Reduzida</p> <p>1</p>	<p>A redução da altura da curva I-V pode ser causada por:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Sujidade uniforme. A sujidade afeta diretamente a altura da curva porque reduz a irradiância incidente; -Degradação dos painéis fotovoltaicos; -Condições meteorológicas que reduzem a irradiância de entrada; -Sensor de irradiação não está orientado corretamente; -O sensor de irradiação manual não é preciso.
<p>Maior Inclinação</p> <p>2</p>	<p>De seguida apresentam-se as possíveis causas que possam estar na origem de uma de uma maior inclinação (perto de I_{sc}) da curva I-V.</p> <p>-Correntes <i>shunt</i> em células ou painéis FV (perdas <i>shunt</i>): Alguma quantidade de corrente <i>shunt</i> dentro de uma célula solar é normal, embora as células de maior qualidade tenham uma maior resistência ao <i>shunt</i> e, portanto, menor corrente de <i>shunt</i>.</p> <p>A Resistência de <i>shunt</i> é uma resistência infinita. Neste sentido, quando a resistência de <i>shunt</i> diminui, os eletrões não percorrem o caminho normal entre as camadas, optando pelo caminho mais curto, como se pode ver na figura 3.53. Esta corrente de <i>shunt</i> pode levar ao aquecimento de células e à criação de “pontos quentes” que aparecem no material do encapsulante do módulo (EVA). A corrente de <i>shunt</i> geralmente está associada a defeitos altamente localizados dentro da célula solar, ou a interconexões celulares.</p> <p>Imperfeições no material da célula podem causar perdas de <i>shunt</i>. Uma resistência fraca à corrente <i>shunt</i> aparecerá nas curvas I-V como uma inclinação mais íngreme (menos plana) perto de I_{sc}.</p>  <p>Figura 3.53 - Corrente de <i>shunt</i> [46].</p>

		<p>-Isc do painel FV “desajustado” (<i>mismatch</i>): Uma redução na inclinação de uma curva I-V pode ter a ver com pequenos desajustes entre os valores Isc de cada painel FV.</p> <p>Os valores de Isc dos painéis FV dum sistema FV real terão alguma variação, devido a diferenças mínimas de fabrico, ângulos de instalação diferentes ou sujidade parcial.</p> <p>O facto dos painéis FV terem valores de Isc desajustados, faz com que na <i>string</i> percorra o Isc pior, sendo que os painéis fotovoltaicos serão todos forçados a conduzir essa mesma corrente.</p> <p>O impacto na curva I-V desse mesmo desajuste de Isc não será tão óbvio como por exemplo a deteção de sombreamento parcial, podendo somente ser visível como uma ligeira alteração na inclinação I-V e no fator de forma.</p>
Menor Inclinação	3	<p>As possíveis causas podem ter origem em:</p> <ul style="list-style-type: none"> -A resistência em série dos painéis FV aumentou (perdas em série). Certos mecanismos de degradação tais como a corrosão dos terminais metálicos nos conectores do módulo, a corrosão na caixa de junção do painel ou a corrosão nas conexões entre células pode aumentar a resistência da série. Neste sentido, por exemplo, quando se observar uma marca de queimadura ao longo de um dos condutores de fita interna do painel, pode ser uma indicação de que a conexão está mais resistente que o suposto.
Entalhes ou degraus	4	<p>As possíveis causas podem ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> -O conjunto de painéis está parcialmente sombreado; -As células fotovoltaicas estão danificadas; -Sujidade irregular; -Painéis incompatíveis (<i>mismatch</i>). O <i>mismatch</i> do painel pode ser devido a por exemplo, mistura de diferentes painéis na mesma sequência.
Tensão Reduzida	5	<p>De seguida apresentam-se as possíveis causas que possam estar na origem do aparecimento de uma tensão reduzida na curva I-V.</p> <ul style="list-style-type: none"> -A largura da curva I-V pode ser afetada pela temperatura do módulo. A má circulação de ar, por exemplo, pode aumentar a temperatura do painel e reduzir substancialmente Voc e Vmp. A largura da curva I-V é relativamente insensível à sujidade normal. -A degradação do módulo, díodos de <i>bypass</i> em curto-circuito e outros problemas do sistema também podem reduzir Voc e Vmp. -Uma ou mais células ou painéis estão completamente sombreadas. -A redução da largura da Curva I-V pode resultar devido à saída de painéis ou células FV da <i>string</i>, ou seja os díodos <i>shunt</i> atuaram.

3.3.3.3 Termografia ou imagem infravermelha

Existem três tipos diferentes de métodos de termografia para detetar falhas em painéis FV, sendo eles [48]:

- Termografia tradicional: Este método permite a análise de painéis fotovoltaicos no campo em condições de trabalho. É a técnica mais comum e mais fácil de aplicar.
- Termografia de pulso e termografia de bloqueio (*lockin*): Estes dois métodos permitem uma visão mais detalhada do painel fotovoltaico, mas ambas as técnicas precisam de ser feitas em condições de laboratório.

Procedimentos da termografia tradicional

Termografia ou imagem infravermelha é uma técnica de medição não-destrutiva, que fornece distribuições rápidas, em tempo real e bidimensional das características dos painéis fotovoltaicos.

Nas áreas da manutenção preventiva de equipamentos em geral, a utilização da termografia como forma de identificar falhas ou defeitos é uma técnica consolidada. Da mesma forma, o emprego desta técnica tornou-se relevante não apenas para a manutenção preventiva, avaliação de sistemas fotovoltaicos e de problemas que venham a surgir ao longo do tempo, mas também para análise da qualidade de painéis fotovoltaicos.

As medidas de termografia mostram diferenças de temperatura induzidas por uma corrente externa ou pela aplicação de luz ao painel fotovoltaico.

Durante a iluminação, a luz incidente (por exemplo, o sol) gera calor e corrente que poderão causar uma temperatura não homogênea do painel fotovoltaico.

O procedimento da termografia tradicional apresentado abaixo, descreve como realizar corretamente o diagnóstico de uma instalação fotovoltaica usando uma câmara infravermelha para detetar locais de calor anormal.

Procedimentos de imagem por Infravermelho [49]:

- Antes de começar a “filmar”, deve-se verificar se o sistema FV está a funcionar, pois as diferenças de temperatura nos painéis não são visíveis se o sistema não se encontrar em funcionamento;
- Verificar se o *display* do inversor para a saída instantânea se encontra em quilowatts;
- Verificar a corrente em cada *string* na caixa de junção para garantir que está operacional;
- Se o inversor ou qualquer uma das *strings* não estiver operacional, deve-se corrigir antes para que o teste possa ser realizado.

Configuração da câmara IV [49]:

- Ajuste a câmara para "auto-escala" em vez de escala manual. Isto permitirá o ajuste automático da escala de temperatura;
- Defina o valor de emissividade para 0.95. A câmara infravermelha não captura superfícies brilhantes, como metais polidos, devido ao seu baixo valor de emissividade. No entanto, para a maioria dos componentes dum painel solar, como é o caso das células FV e da cablagem, um valor de 0,95 de emissividade será suficiente;
- Ajuste as unidades de temperatura em *Celsius*;
- A paleta de cores deve ser ajustada para *Iron* ou *Rainbow*.

Inspeção por infravermelho [49]:

- Quando a luz solar estiver presente e as configurações da câmara estiverem corretamente definidas, deve-se apontar a lente da câmara para o objeto de interesse. No caso dos painéis solares estarem em funcionamento, a inspeção através do vidro sobre as células ativas é a técnica de inspeção mais comum;
- Deve-se certificar de que a imagem está focada, sendo que isso pode ser feito manualmente ou automaticamente. Para obter melhores resultados, deve-se posicionar a câmara infravermelha o mais próximo possível do painel FV sem o sombrear ou criando um reflexo na superfície do vidro. Se for possível, a distância entre a câmara infravermelha e a superfície a ser medida não deve exceder os três metros, no entanto, isso também dependerá da distância de focagem mínima da câmara e de outras especificações referentes. Algumas diferenças de temperatura não serão captadas se a câmara estiver muito distante do painel FV;
- Para obter melhores resultados, deve-se posicionar a câmara o mais perpendicular possível ao objeto de interesse. Os "pontos quentes" serão mais fáceis de visualizar se a imagem for tirada à superfície do módulo. Nesse sentido, a qualidade da imagem degradará em ângulos de câmara diferentes da incidência normal (ou seja, perpendicular);
- Deve-se ter cuidado para não sombrear qualquer parte do painel durante a captação de imagens;
- Deve-se registar o número de série do módulo, a hora, a data, o número da imagem e a localização do painel no sistema FV.

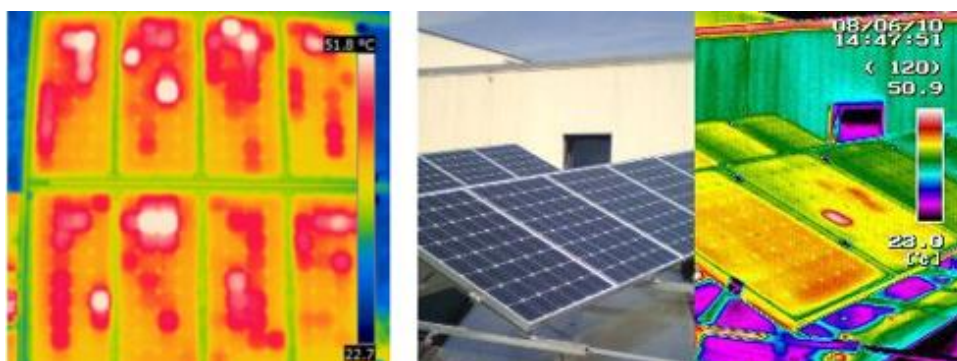
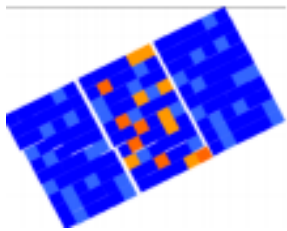
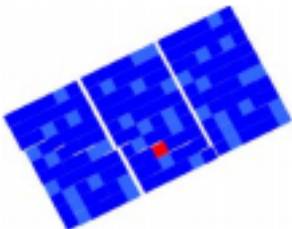
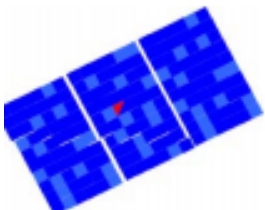
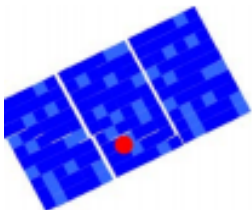


Figura 3.54 - Imagens que ilustram pontos quentes nos painéis FV com recurso à termografia tradicional [50].

De seguida é apresentada uma tabela com diferentes padrões de imagem infravermelha de um painel fotovoltaico observados em medições ao ar livre, a sua descrição e as possíveis causas que levaram ao aparecimento da falha.

A tabela 3.10, é originalmente de [51] e é modificada e estendida.

Tabela 3.10 - Resumo dos padrões de imagem infravermelha do painel fotovoltaico observados em medições ao ar livre, a sua descrição e possíveis causas de falha [51].

Padrão	Descrição	Possível causa
	Algumas células individuais encontram-se mais quentes, porém não existe qualquer padrão reconhecido.	Uma possível causa pode ser, por exemplo devido a conexões erradas.
	Uma célula encontra-se claramente mais quente que as restantes.	-Efeitos de sombreamento; -Célula com algum defeito.
	Parte de uma célula FV está quente.	-A célula FV pode estar partida; -Conexão de <i>strings</i> desconectada.
	Aquecimento localizado.	Parcialmente sombreado. Os excrementos dos pássaros podem estar na origem do problema.

Termografia de pulso

A termografia de pulso necessita de uma fonte de calor externa, isto é necessita de uma ou mais lanternas potentes disparadas simultaneamente de modo a gerar um fluxo de calor através do painel fotovoltaico.

A duração do pulso não deve exceder alguns milissegundos, para evitar imagens embaçadas. A disposição do *flash* e a sua intensidade devem ser suficientes para fazer com que a temperatura da superfície aumente instantaneamente e homogeneamente cerca de 1K até 5K aproximadamente. Para um painel fotovoltaico de grande escala, é necessária uma potência de lâmpada de kJ. [48]

As imagens de termografia de pulso da figura 3.55 mostram detalhes da estrutura interna de um painel FV.

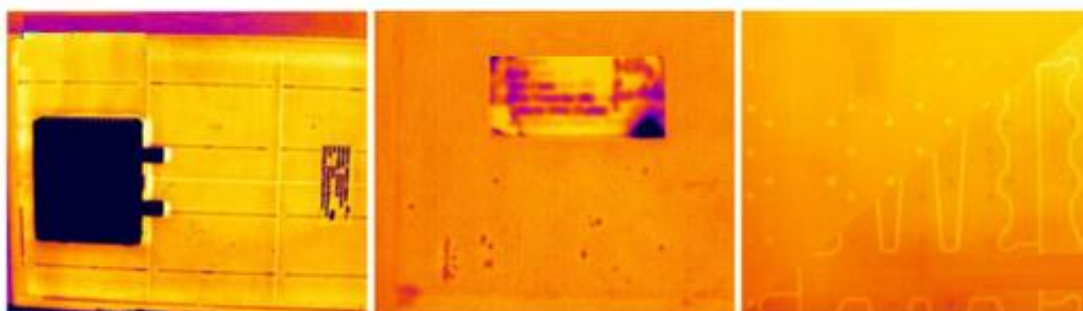


Figura 3.55 - Imagens de termografia de pulso obtidas atrás do painel FV. Imagem do lado esquerdo: Interligação entre células Si; Imagem do meio: Bolhas dentro de um material encapsulante (EVA); Imagem do lado direito: Estrutura de interconexão dentro de um painel de contato traseiro (parte de cima representa os pontos de interconexão e a parte de baixo mostra a estrutura da folha de cobre) [52].

Uma desvantagem do método de termografia de pulso é que é necessário um sistema de câmara infravermelha de alta velocidade e alta resolução, o que a torna uma tecnologia cara [48].

Termografia de bloqueio (*lockin*)

Em comparação com a termografia tradicional, a termografia de bloqueio tem a vantagem de ter uma resolução térmica muito maior, isto é, tem a capacidade de detetar diferenças de temperatura muito menores [48].

A termografia de bloqueio é conseguida, em semelhança à termografia de pulso, através de uma excitação pulsada (por exemplo luz) no painel FV a uma determinada frequência.

Estas técnicas permitem a deteção de fontes de calor fracas e, portanto, podem ser localizados pequenos defeitos no painel.

Outras vantagens da termografia de bloqueio são o baixo impacto térmico na amostra, a influência na propagação do calor e informações adicionais de imagens de bloqueio de fase deslocadas. Este método pode ser usado para investigar tanto os módulos cristalinos [53] como os de película fina [54], [55].

Como foi referido acima, a excitação necessária das células solares tem de ser uma excitação pulsada, podendo ser feita eletricamente utilizando [56]:

- Uma fonte de tensão ou de corrente. Aplicando uma corrente ou tensão elétrica, a medição é comumente chamada de termografia de bloqueio escuro “DLIT”.
- Recorrente a uma fonte de luz. Usando uma fonte de luz, a medição é chamada de termografia de bloqueio iluminada “ILIT”.


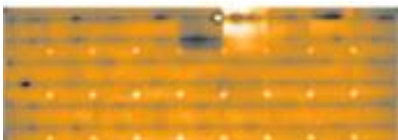
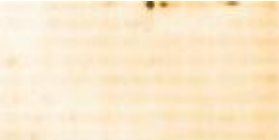
Dada a excitação periódica das amostras que está sincronizada com a gravação de imagem, as diferenças térmicas na gama de 10 μK podem ser tornadas visíveis.

O algoritmo de bloqueio fornece duas imagens [48]:

- Sinal de amplitude: É a imagem escolhida para exibir as imagens de bloqueio resultantes no teste do painel fotovoltaico.
- Sinal de fase: O sinal de fase, em particular, não é afetado pela emissividade nem pela potência da fonte de calor.

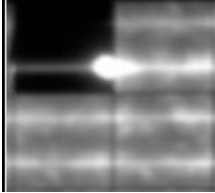
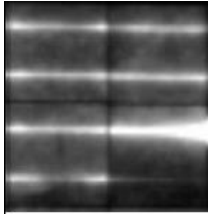
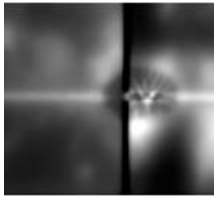
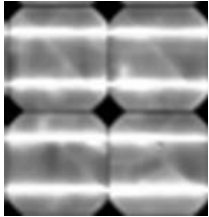
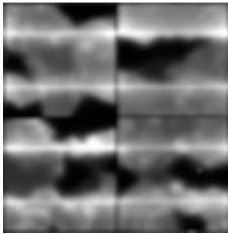
A tabela 3.11 mostra imagens capturadas pela câmara infravermelha no mesmo painel FV usando termografia tradicional e de bloqueio.

Tabela 3.11 - Três imagens Infravermelhas do mesmo painel FV cristalino com defeitos. Imagem da esquerda: painel continuamente excitado; Imagem do meio e da direita: imagens DLIT do painel FV periodicamente excitado, amplitude (meio) e fase (direita) [48].

Termografia Tradicional	Termografia de bloqueio, periodicamente excitada	
Imagem da temperatura	Imagem da Amplitude	Imagem da fase
		

A tabela 3.12 apresenta uma visão geral dos defeitos que se podem encontrar nas células FV com recurso ao método da termografia de bloqueio.

Tabela 3.12 - Visão geral de alguns dos defeitos e falhas em células solares visualizadas usando termografia de bloqueio [48].

Descrição	Imagem da Amplitude usando LIT
Nenhuma corrente flui através da célula.	
Fita de interconexão de células quebradas	
Bolhas de tamanho médio em material encapsulante (EVA)	
Rachaduras de células pequenas e médias	
Rachaduras de células de tamanho grande	

3.4 Balanço dos Custos da Operação e Manutenção

A aquisição de um sistema solar FV sempre foi encarado como um sistema de cara instalação e manutenção. A realidade é que, com o passar dos anos, tornou-se uma fonte alternativa de energia elétrica cada vez mais acessível e fácil de manter.

Os custos primários a ter em conta para a eletricidade solar, são aqueles que estão associados com os custos da instalação, que logicamente depende do tipo de sistema que é adquirido e da quantidade de energia que se pretende. Aliado a todos estes custos, existem incentivos fiscais e outros incentivos financeiros disponíveis para ajudar os proprietários que estão a considerar investir num sistema fotovoltaico solar.

Neste sentido, e como já foi referido anteriormente, ao longo da vida útil dos sistemas FV (média de 30 anos) é necessário realizar manutenção preventiva dos componentes do sistema FV com as seguintes periodicidades:

Tabela 3.13 - Periodicidade da manutenção preventiva nos componentes do sistema FV [30].

Componente do Sistema FV	Periodicidade (meses)
Painel FV	6
Estrutura de suporte	6 e 12
Inversores	6
Transformador	12
Cablagem	6 e 12
Dispositivos de segurança	6

O orçamento da operação e manutenção, *O&M*, de um sistema FV não é nada mais, nada menos do que um compromisso inerente entre os custos associados à aquisição da instalação FV e o valor subsequente de manter o sistema na sua performance ótima [57].

Os custos associados à monitorização podem ser definidos e calculados com base no tipo de equipamento, quantidade e nível desejado de capacidade de monitorização. No entanto, outras despesas, como as de manutenção, são menos previsíveis e mais difíceis de calcular.

A tabela 3.14 fornece uma estimativa de custos da operação e manutenção referentes a projetos de alto nível (para sistemas até 1 MW).

Tabela 3.14 - Estimativa de custos de operação e manutenção referentes a projetos de alto nível (para sistemas até 1 MW [57]).

Tamanho do Sistema	€/kW	% de Operação e Manutenção (O&M) em relação “ao resto”
Até 1 MW	5€/kW-24€/kW	<1% a 5%

A tabela 3.15 juntamente com a figura 3.56 fornecem uma informação mais pormenorizada das estimativas de custos da operação e manutenção em quatro grandes categorias [57]:

- Manutenção agendada (preventiva): A manutenção programada envolve o trabalho de manutenção preventiva anual e semestral e a limpeza de módulos
- Manutenção não programada (corretiva): A manutenção não programada compreende os custos para realizar reparos corretivos.
- Substituição do inversor/equipamento: A Reserva de Substituição do Inversor representa o capital para restaurar todos os inversores dos sistemas FV após alguns anos.
- Custos do proprietário: Os Custos do Proprietário são custos que inclui a monitorização, seguro, impostos, comunicações do *site* e acesso e outras taxas e despesas administrativas. Estes custos não são incluídos no contrato típico de operação e manutenção, porém são despesas a ter em conta porque se aplicam a todos os projetos fotovoltaicos.

Tabela 3.15 - Estimativa mais pormenorizada dos custos de operação e manutenção de um sistema FV de 10 MW [57].

Custos da Operação e Manutenção (€/kW-ano)	Módulos policristalinos fixos Si ⁴
Manutenção Preventiva	18
Manutenção Corretiva	2
Substituição do inversor / equipamento	9
Custos do proprietário	14
Total dos Custos das Operação e Manutenção	43

⁴ Módulos policristalinos montados numa inclinação fixa de 30 graus virada a sul.



Figura 3.56 - Divisão das percentagens referente aos custos de operação e manutenção da tabela 3.1.

Capítulo 4

Conclusões

Este trabalho contemplou diversos aspetos relacionados com a manutenção de sistemas solares fotovoltaicos (FV), visando determinar uma gestão estratégica de forma a atingir a sua performance ótima. No entanto, tendo em conta as inúmeras variáveis que influenciam o correto funcionamento da instalação fotovoltaica, torna-se clara a dificuldade em encontrar um único padrão de gerenciamento estratégico de manutenção.

Ainda assim, pode concluir-se que o detalhamento teórico dos diversos itens relacionados à manutenção na forma de fichas e tabelas, bem como a explicação do uso de ferramentas e equipamentos auxiliares, cria a possibilidade de estabelecer diversos pontos-chave, que, se seguidos, têm o potencial de ajudar os técnicos responsáveis pela manutenção e até os próprios proprietários a melhorarem os resultados das instalações fotovoltaicas que lhe competem, atingindo um nível de excelência. Assim, a estruturação é essencial e reveste-se de especial importância tendo em conta que encontrar informação estruturada neste campo é uma tarefa quase impossível.

Neste sentido, esta dissertação tentou preencher um pouco esta falha.

A estruturação dos procedimentos de manutenção presentes na dissertação seguiram esta ordem: deteção do problema, procedimentos para correção do problema, verificação do correto funcionamento da instalação fotovoltaica, e por fim, o balanço dos custos acarretados pela manutenção.

A deteção do problema pode ser do tipo espontânea (fumo, componentes queimados, alertas e notificações do sistema de monitorização, entre outros) ou pode ser mediante uma inspeção do sistema FV. De todos os componentes constituintes de um sistema solar fotovoltaico, o inversor destaca-se como sendo o componente que pode ser mais problemático, contrariamente ao gerador FV que se caracteriza como sendo o componente que menos avarias causa no sistema FV.

Ferramentas como o analisador digital, câmara termográfica, traçador de curvas I-V, teste da eletroluminescência, ferramenta simples para verificação do seguidor solar, *drones* e o inclinómetro, são ferramentas e equipamentos auxiliares utilizados para detetar alguma avaria na instalação.

A correção do problema é uma etapa que assenta no diagnóstico e na causa da avaria, sendo responsável pela adoção de procedimentos para a correção do problema. Foi neste ponto que

a presente tese se tentou focar, estruturando esses procedimentos de forma clara e organizada para que os técnicos responsáveis pela manutenção e até mesmo os proprietários possam ter outra visão, permitindo que a instalação fotovoltaica desempenhe sempre a sua performance ótima.

Para uma melhor estruturação, dividiram-se os procedimentos de manutenção pelos componentes constituintes do sistema FV, sendo eles painéis FV, estruturas de suporte, baterias, reguladores de carga, inversores, cablagem e caixas de ligação. Assim, para cada componente constituinte do sistema FV apresentam-se todos os aspetos passíveis de inspeção, no sentido de perceber se apresentam algum tipo de anomalia. Tomando como exemplo os painéis FV, ações como verificar se os painéis estão limpos e íntegros, se existe sombreamento, verificar as estruturas de suporte e a sua ancoragem são aspetos que se devem inspecionar.

O terceiro passo, à semelhança do segundo passo, consiste na verificação do correto funcionamento do sistema FV, recorrendo a diferentes *kits* de teste que não são mais do que ferramentas e equipamentos utilizados como procedimentos de controlo de qualidade. Estes *kits* de teste podem ser divididos dependendo do local da instalação onde se irão realizar. Assim temos os *kits* de teste às *strings* FV, *kits* de testes individuais a painéis FV e por fim, *kits* de teste para qualificação do desempenho global do sistema FV.

Dos diferentes tipos de teste que se podem realizar às *strings* e aos painéis solares, salientam-se as medições da tensão de circuito aberto (Voc) e a medição da corrente de curto-circuito (Isc) por *string* e por painel fotovoltaico, respetivamente. É de salientar que, estes *kits* de teste são geralmente realizados em sistemas fotovoltaicos de menor dimensão dado ser uma técnica manual.

Dentro dos diferentes *kits* de teste utilizados para a qualificação do desempenho global do sistema FV, falou-se do teste da *Performance Ratio*, traçador de curvas I-V, termografia tradicional, termografia de pulso e termografia de bloqueio.

A *Performance Ratio* (PR) é fornecida em percentagem e designa a relação entre a energia real e a energia esperada do sistema fotovoltaico. Quanto mais próximo se encontrar o valor da PR de uma determinada instalação FV de 100%, mais eficientemente será a respetiva instalação fotovoltaica. Contudo, na realidade, um valor exato de 100% nunca poderá ser alcançado. A determinação da PR oferece ao operador a possibilidade de um controlo de progressão e rendimento. Neste sentido, desvios do valor PR na forma de valores abaixo do intervalo normal indicam possível falha no sistema fotovoltaico.

A melhor ferramenta disponível no mercado para verificação do correto funcionamento de uma instalação FV é o traçador portátil da curva I-V. O seu funcionamento baseia-se na medição de tensões e correntes dos painéis FV variando a resistência, o que irá resultar na obtenção de pontos da curva I-V. Se a curva obtida por tais medições estiver muito diferentes da curva especificada pelo fabricante dos painéis fotovoltaicos, isso indicará a existência de alguma anomalia. Um maior declive na curva I-V do painel fotovoltaico, por exemplo, pode indicar a existência de correntes shunt em células FV, o que levará ao sobreaquecimento das mesmas, criando “pontos quentes” que aparecem no material do encapsulante (EVA).

Outro tipo de *kit* de teste utilizado para avaliar o desempenho global do sistema FV é a termografia ou também designada imagem infravermelha. A termografia tradicional, de pulso

e de bloqueio são três tipos diferentes de métodos de termografia disponíveis para detectar falhas em painéis fotovoltaicos.

A termografia é uma técnica de medição não-destrutiva, que fornece distribuições rápidas, em tempo real e bidimensional das características dos painéis fotovoltaicos. A termografia é muito utilizada na área da manutenção preventiva como forma de identificar falhas ou defeitos. As medidas de termografia mostram diferenças de temperatura induzidas por uma corrente externa ou pela aplicação de luz no painel fotovoltaico. Neste sentido, durante a iluminação, a luz incidente (por exemplo, o sol) gera calor e corrente que poderão causar uma temperatura não homogênea do painel fotovoltaico que poderá indiciar algum tipo de problema.

A termografia de pulso depende de uma fonte de calor externa, isto é, necessita de uma ou mais lanternas potentes disparadas simultaneamente de modo a gerar um fluxo de calor através do painel fotovoltaico. É um método que permite uma visão muito mais detalhada do painel fotovoltaico, porém é uma técnica que necessita de ser realizada em condições de laboratório.

Por fim, o outro tipo de tecnologia de termografia é a termografia de bloqueio. Em comparação com a termografia de pulso, a termografia de bloqueio tem a vantagem de conseguir detectar diferenças de temperatura muito menores e, portanto, podem ser localizados pequenos defeitos no painel. A termografia de bloqueio é conseguida, à semelhança da termografia de pulso, através de uma excitação pulsada (por exemplo luz) no painel FV a uma determinada frequência.

O algoritmo de bloqueio fornece imagens que correspondem ao sinal da amplitude e ao sinal de fase. O sinal de amplitude é geralmente o escolhido para exibir as imagens de bloqueio resultantes no teste do painel fotovoltaico, dado que o sinal de fase não é afetado pela emissividade nem pela potência da fonte de calor.

O último passo referente à estruturação dos procedimentos de manutenção é o balanço dos custos da manutenção do painel fotovoltaico. O orçamento da operação e manutenção, O&M, de um sistema FV não é mais do que um compromisso inerente entre os custos associados à aquisição da instalação FV e o valor subsequente de manter o sistema na sua performance ótima. Para sistemas de grande porte, o custo da operação e manutenção do sistema FV representa 1% a 5 % relativamente a todo o resto.

ANEXOS

A1 Avarias mais comuns e práticas inapropriadas em Sistemas FV

Tabela A 1 - Avarias mais comuns e práticas inapropriadas em sistemas FV [31].

Parâmetro		Avaria /Prática Inapropriada
Local	Inclinação	-Diferentes azimutes ou inclinações na mesma <i>string</i> .
	Sombra	-Instalação do Sistema FV numa área rodeada por árvores e edifícios.
	Corrosão	-Painéis FV estão localizados em áreas expostas à água salgada.
Conceção e planeamento do sistema	Problemas nas Estruturas	- Estruturas dobradas.
	Conexões Elétricas	-Polaridade imprópria; -Proteções do circuito incorretas.
Instalação física dos componentes	Sombreamento	-Distâncias entre os módulos não são respeitadas.
	Corrosão	-Materiais usados ao ar livre não são resistentes às radiações UV.
	<i>Strings</i> FV e configuração	-Os módulos são submetidos a forças excessivas devido à expansão térmica das estruturas de suporte; -Painéis FV de diferentes configurações e de diferentes potências nominais são usados na mesma <i>string</i> .
	Inversor	-Instalado numa posição onde está diretamente exposto à radiação solar; -Ventilação insuficiente.
	Cablagem	-Cabos apertados ou soltos; -Suporte incorreto do cabo com exposição a danos físicos.
	Baterias	-Não são instaladas num compartimento separado dos outros componentes do sistema fotovoltaico; -Instaladas perto de materiais radioativos e inflamáveis; -Expostas à radiação direta; -Expostas a altas temperaturas.
	Sensores	-Mal posicionados.

Manutenção /Inspeção	Técnico responsável	<ul style="list-style-type: none"> -Componentes de montagem danificados, corroídos ou danificados não são substituídos; -Componentes soltos; -Extintores de incêndio não estão localizados na proximidade da bateria; -O Proprietário não é informado / ensinado para monitorar frequentemente a performance do sistema.
	Proprietário	<ul style="list-style-type: none"> -kWh produzido não é periodicamente registrado (desvio em relação aos valores esperados podem justificar a verificação do sistema); -Os painéis não são adequadamente lavados, nem são lavados quando necessários; -Os painéis são riscados durante o processo de limpeza (escovas e detergentes são usados) -Existência de árvores perto do sistema que não se encontram adequadamente aparadas; -Superfícies das baterias não mantidas limpas; -O nível de eletrólito nas baterias não é verificado.

A2 Ficha de Inspeção Técnica Preventiva para Sistemas Isolados

Tabela A 2 - Ficha de inspeção técnica preventiva a utilizar em sistemas FV isolados [11].

FICHA DE INSPEÇÃO TÉCNICA PREVENTIVA- SISTEMAS FV ISOLADOS					
Instalação/Morada:				Data:	Inspeção VISUAL
Técnico responsável:				_/_/_	
Equipamento	Processo de Manutenção	Operação de Manutenção	Defeito		Observações
			Sim	Não	
Painéis FV	P1	Limpeza			
	P2	Defeitos nos painéis			
	P3	Sombreamento parcial			
	P4	Estado das estruturas de suporte			
	P5	Conexões dos painéis			
	P6	Fixação dos painéis			
	P7	Neve			
Baterias	B1	Nível do eletrólito			
	B2	Borbulhamento do eletrólito			
	B3	Limpeza da superfície			
	B4	Estado invólucro da superfície			
	B5	Corrosão dos terminais			
	B6	Ventilação do local			
	B7	Temperatura do local			
	B8	Localização das baterias			
Regulador de carga	RC1	Leitura do painel do controlador de carga			
	RC2	Limpeza e ventilação			
	RC3	Ruído			
	RC4	Estado envolvente			

	RC5	Aperto e oxidação dos terminais			
Inversor	I1	Inversor limpo e seco			
	I2	Limpeza dos filtros das ventoinhas			
	I3	Ruído			
	I4	Cabos bem fixos e instalados corretamente			
	I5	Leitura <i>display</i>			
	I6	Fissuras e golpes			
	I7	Bucins apertados			
	I8	Proteção dos inversores aquando da sua colocação no exterior			
	I9	Estado envolvente			
	I10	Distâncias mínimas do inversor			
	I11	Temperatura do local			
Caixas	C1	Integridade da caixa			
	C2	Contactos da caixa			
	C3	Ventoinhas em funcionamento			
	C4	Fusíveis			
	C5	Descarregadores			
	C6	Fixação dos bucins			
	C7	Envolvente da caixa			
Cablagem	Cb1	Conectores e cabos estão mal cravados, bem como a presença de ligações frouxas, quebradas ou oxidadas.			
	Cb2	Cabos conforme os cálculos de dimensionamento			

A3 Ficha de Inspeção Técnica Preventiva para Sistemas ligados à Rede

Tabela A 3 - Ficha de inspeção técnica preventiva a utilizar em sistemas conectados à rede [11].

FICHA DE INSPEÇÃO TÉCNICA PREVENTIVA- SISTEMAS FV LIGADOS À REDE					
Instalação/Morada:				Data:	Inspeção VISUAL
Técnico responsável:				_/_/_	
Equipamento	Processo de Manutenção	Operação de Manutenção	Defeito		Observações
			Sim	Não	
Painéis FV	P1	Limpeza			
	P2	Defeitos nos painéis			
	P3	Sombreamento parcial			
	P4	Estado das estruturas de suporte			
	P5	Conexões dos painéis			
	P6	Fixação dos painéis			
	P7	Neve			
Inversor	I1	Inversor limpo e seco			
	I2	Limpeza dos filtros das ventoinhas			
	I3	Ruído			
	I4	Cabos bem fixos e instalados corretamente			
	I5	Leitura <i>display</i>			
	I6	Fissuras e golpes			
	I7	Bucins apertados			
	I8	Proteção dos inversores aquando da sua colocação no exterior			
	I9	Estado envolvente			
	I10	Distâncias mínimas do inversor			
	I11	Temperatura do local			
Caixas	C1	Integridade da caixa			
	C2	Contactos da caixa			

	C3	Ventoinhas em funcionamento			
	C4	Fusíveis			
	C5	Descarregadores			
	C6	Fixação dos buçins			
	C7	Envolvente da caixa			
Cablagem	Cb1	Conectores e cabos estão mal cravados, bem como a presença de ligações frouxas, quebradas ou oxidadas.			
	Cb2	Cabos conforme os cálculos de dimensionamento			

A4 Ficha Técnica Preventiva das medições Elétricas de Voc e Isc às *strings*

Tabela A 4 - Ficha técnica preventiva das medições elétricas nas *strings* FV.

FICHA TÉCNICA PREVENTIVA-MEDIÇÕES ELÉTRICAS NAS <i>STRINGS</i> FV		
Instalação/Morada:	Data:	Inspeção ELÉTRICA
Técnico responsável:	__/__/__	
Registo da tensão de circuito aberto da <i>string</i> FV		
<p>Observações:</p> <p>a) Medir a tensão de circuito aberto por painel FV somente quando a medição de uma <i>string</i> FV se apresentar diferente das restantes.</p> <p>b) Repetir as medições quantas vezes forem necessárias.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div>String FV_____V</div> <div>String FV_____V</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div>String FV_____V</div> <div>String FV_____V</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div>(...)</div> <div>(...)</div> </div>		
Registo da Corrente de curto-circuito da <i>string</i> FV		
<p>Observações:</p> <p>a) Medir a tensão de circuito aberto por painel FV somente quando a medição de uma <i>string</i> FV se apresentar diferente das restantes.</p> <p>b) Repetir as medições quantas vezes forem necessárias.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div>String FV_____ A</div> <div>String FV_____ A</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div>String FV_____ A</div> <div>String FV_____ A</div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div>(...)</div> <div>(...)</div> </div>		

A5 Ficha Técnica Preventiva das medições Elétricas nos Painéis FV

Tabela A 5 - Ficha técnica preventiva das medições elétricas nos painéis FV.

FICHA TÉCNICA PREVENTIVA-MEIDÇÕES ELÉTRICAS NOS PAINÉIS FV		
INSTALAÇÃO/MORADA:	Data: __/__/__	Inspeção ELÉTRICA
Técnico responsável:		
Registo da tensão de circuito aberto dos painéis FV		
<p>Observações:</p> <p>a) Medir a tensão de circuito aberto por painel FV somente quando a medição de uma string FV se apresentar diferente das restantes.</p> <p>b) Repetir as medições quantas vezes forem necessárias.</p>		
String FV _____	String FV _____	
Módulo 1 _____ V	Módulo 1 _____ V	
Módulo 2 _____ V	Módulo 2 _____ V	
Módulo 3 _____ V	Módulo 3 _____ V	(...)
Módulo 4 _____ V	Módulo 4 _____ V	
Módulo 5 _____ V	Módulo 5 _____ V	
Módulo 6 _____ V	Módulo 6 _____ V	
Tensão Total _____ V	Tensão Total _____ V	
Registo da corrente de curto-circuito dos painéis FV		
<p>Observações:</p> <p>a) Medir a tensão de circuito aberto por painel FV somente quando a medição de uma string FV se apresentar diferente das restantes.</p> <p>b) Repetir as medições quantas vezes forem necessárias.</p>		
String FV _____ A	String FV _____ A	
Módulo 1 _____ A	Módulo 1 _____ A	
Módulo 2 _____ A	Módulo 2 _____ A	
Módulo 3 _____ A	Módulo 3 _____ A	(...)
Módulo 4 _____ A	Módulo 4 _____ A	
Módulo 5 _____ A	Módulo 5 _____ A	
Módulo 6 _____ A	Módulo 6 _____ A	
Corrente Total _____ A	Corrente Total _____ A	

Referências

- [1] D. Wood, *Trends 2016 in Photovoltaic Applications*. 2016.
- [2] F. Pereira and M. Oliveira, *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*, 2^a. 2015.
- [3] Eletrônica. Disponível: <https://www.electronica-pt.com/painel-solar-fotovoltaico>. Acesso 10/Março/2017.
- [4] G. NAP, "Energia Solar Fotovoltaica," *Coit*, p. 122, 2012.
- [5] JaenClima. Disponível em http://www.jaenclima.com/articulos/articulo_20.php. Acesso em 10/Março/2017.
- [6] Carneiro J., "Módulos Fotovoltaicos Características E Associações," *Eletromagnetismo B. Univ. Braga. Port.*, pp. 1-18, 2010.
- [7] T. Benito, *Práticas de Energia Solar Fotovoltaica*. 2011.
- [8] Krannichthe Global PV Experts, Disponível em <http://pt.krannich-solar.com/pt/empresa/noticias/artigo/article/30-novos-paineis-solares-alargam-a-vida-de-uma-instalacao-fv-nas-canarias.html>. Acesso em 12/março/2017.
- [9] Pretensados Duran. Disponível em <http://www.jornaldaconstrucao.pt/index.php?id=8&n=3184>. Acesso em 15/Março/2017.
- [10] R. J. M. Cortez, "Sistema de Seguimento Solar em Produção de Energia Fotovoltaica," p. 94, 2013.
- [11] F. Pereira, *Guia de Manutenção de Instalações Fotovoltaicas*. 2012.
- [12] Delta Volt SAC, "Inversores Fotovoltaicos". Disponível em <http://deltavolt.pe/pv-systems/inversores-red>. Acesso em 16/Março/2017.
- [13] António Albuquerque, "Geração Fotovoltaica e as suas aplicações". Disponível em <https://pt.linkedin.com/pulse/gera%C3%A7%C3%A3o-fotovoltaica-e-suas-aplica%C3%A7%C3%B5es-ant%C3%B4nio-albuquerque>. Acesso em 16/Março/2017.
- [14] Marcio Mendes Casaro, Denizar Cruz Martins, "Processamento eletrônico da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica". Disponível em http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592010000200005. Acesso em 20/Março/20.
- [15] D. A. E. Ist, "Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação," *Janeiro de*, p. 368, 2004.
- [16] "MC4 Connector." p. 522013.
- [17] ABB. Disponível em <https://www.voltimum.pt/artigos/artigos-sobre-produtos/novo-interruptor-seccionador-s800-para-aplicacoes-fotovoltaicas-1000v>. Acesso em 20/Março/2017.
- [18] S. Perfil and E. Renov, "Energia Solar Fotovoltaica Tipos de aplicações FV."
- [19] Energia Solar, "Controladores de Carga". Disponível <https://pt.solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/pecas/instalac--es-independentes/encargos-regulatorios>. Acesso em 22/Março/2017.
- [20] SunRio Energia Solar. Disponível em <https://sunrioenergiasolar.com.br/servicos/>. Acesso em 26/Março/2017.
- [21] Amaro Vargas. Disponível <http://amarovargas.com/autoconsumo-produza-a-sua-propria-energia/>. Acesso em 25/Março/2017.

- [22] A. Autoconsumo, “Energia Solar Fotovoltaica Benefícios para o país.”
- [23] Mundo da Elétrica. Disponível em <https://www.mundodaeletrica.com.br/qual-e-a-energia-do-futuro/>. Acesso em 26/Março/2017.
- [24] Isolux Corsán. Disponível em <http://www.isoluxcorsan.com/pt/projeto/rovigo-a-maior-central-fotovoltaica-da-europa.html>. Acesso em 28/Março/2017.
- [25] IEC. Disponível em <https://webstore.iec.ch/searchform&q=Photovoltaic>. Acesso em 15/Março/2017.
- [26] L. D. E. Manuten, “Mestrado em Gestão de Transportes e Logística,” 2014.
- [27] V. B. Andrade, “Fault Detection and Performance Monitoring in PV Systems,” 2017.
- [28] Archi Products. Disponível em http://www.archiproducts.com/pt/produtos/astrel-group/sistemas-de-monitorizacao-para-instalacao-fotovoltaica-4-noks-intellypower-pro_32958. Acesso em 01/Abril/2017.
- [29] Portal Energia. “Primavera Software desenvolveu sistema de gestão de manutenção para parques solares fotovoltaicos”. Disponível em <https://www.portal-energia.com/primavera-software-lanca-solucoes-manutencao-parques-solares-fotovoltaicos/>. Acesso 15/Abril/2017.
- [30] I. De Vega, “PV Plant operation and maintenance.”
- [31] T. Of and P. Installers, “Definition of installers ’ professional framework and development of the training methodology Catalogue of common failures and improper practices on PV installations and maintenance.”
- [32] Pinho João e Galdino Marco, *Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos*, 2014.
- [33] PVCROPS, “BOAS E MÁS PRÁTICAS.”
- [34] Alvaro Llorente , “Câmara Termográfica”. Disponível <http://www.instaladoresdetelecomhoy.com/camara-termografica-3/>. Acesso em 08/Abril/2017.
- [35] “drones e sistemas fotovoltaicos _ IMAM Ambiente.” .
- [36] F. Luís, “Manutenção,” *Renovaveis Magazine* 129.
- [37] U. Gps, “‘ De olhos bem abertos ’: drones monitoram produção de energia renovável.” pp. 1-2, 2015.
- [38] E. Eletrot, P. Botas, and C. Gago, “Projeto, acompanhamento e execução de instalações de energias renováveis,” 2013.
- [39] Christoph Sälzler, “Photovoltaik im Winter: Aktuelle Expertentipps für Betreiber von Solarstromanlagen”. Disponível <http://www.solarserver.de/solar-magazin/solar-interview/photovoltaik-im-winter-aktuelle-expertentipps-fuer-betreiber-von-solarstromanlagen>.
- [40] “SOLAR PV SYSTEM MAINTENANCE GUIDE GUYANA HINTERLANDS STAND-ALONE SOLAR PV,”. Abril, 2013.
- [41] “Atbatt. Disponível <http://www.atbatt.com/sealed-lead-acid-batteries/faq>. Acesso em 22/Abril/2017.” .
- [42] Alibaba Global trade stars here, “Caixa de junção caixa de junção solar de 280 W painel solar 18 V sistema de pv módulo com conector mc4”. Disponível em <https://portuguese.alibaba.com/product-detail/280w-solar-panel-junction-box-solar-junction-box-18v-pv->.
- [43] Hukseflux Brasil, “Piranômetro”. Disponível em <https://huksefluxbrasil.com.br/produto-servico/open/piranometro/>. Acesso em 14/Maio/2017.
- [44] S. M. A. Solar and T. Ag, “Performance ratio,” pp. 1-9.
- [45] B. P. Hernday, “Field Applications for I-V Curve Tracers.”
- [46] B. Rogowski, S. Eletrônicos, S. Eletrônicos, and S. Eletrônicos, “Desenvolvimento de um traçador de curvas V x I para painéis,” pp. 17-23, 2010.
- [47] “Solmetric PVA-600 PV Analyzer User ’ s Guide.”
- [48] R. Ilea-pvps, *Review of Failures of Photovoltaic Modules*. 2014.
- [49] J. Haney and A. Burstein, “PV System Operations and Maintenance Fundamentals

- Solar,” *SolarABCs*. Agosto, 2013.
- [50] C. J. Martinkoski, “Detecção de Falhas em Painéis Fotovoltaicos Usando Imagens Infravermelhas de Baixa Resolução Geolocalizadas Detecção de Falhas em Painéis Fotovoltaicos Usando Geolocalizadas,”. Setembro, 2016.
 - [51] C. Buerhop, U. Jahn, U. Hoyer, B. Lerche, S. Wittmann: “Überprüfung der Qualität von Photovoltaik-Modulen mittels Infrarot-Aufnahmen“, www.sevbayern.de/content/downloads/IR-Handbuch.pdf (2007), 2013.
 - [52] “Y. Voronko, G. Eder, M. Weiss, M. Knausz, G. Oreski, T. Koch, K. A. Berger, Long term Performance of PV Modules: System optimization through the application of innovative non-destructive characterization methods, Proc. of 27th EU-PVSEC, Frankfurt 2012, p.”
 - [53] “O. Breitenstein, H. Straube, Lock-in Thermography Investigation of Solar Modules, Proc. 26th EUPVSEC (WIP, Hamburg, Germany, 2011), pp. 1451- 1453.”
 - [54] U. R. T. M. Tran, B. E. Pieters, M. Siegloch, A. Gerber, C. Ulbrich, T. Kirchartz, R. Schäffler, “Characterization of Shunts in Cu(in, Ga)Se₂ Solar Modules Via Combined Electroluminescence and Dark Lock-in Thermography Analysis,” p. pp.2981-2985.
 - [55] C. J. B. Cl. Buerhop, J. Adams, F. Fecher, “Lock-in Thermographie an Dünnschichtmodulen, ep Photovoltaik aktuell, no. 7/8.” pp. 37-41, 2012.
 - [56] “Jörg Isenberg, Neue Infrarotmeßtechniken für die Photovoltaik, Dissertation, KOPS”, 2004.
 - [57] N. Enbar and E. Power, “Addressing Solar Photovoltaic Operations and Maintenance Challenges : A Survey of Current Knowledge and Practices,”.

